

**UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE QUITO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LAS FORMAS MÁS
COMUNES DE CONTRAVENCIONES EN EL CONSUMO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTORES:

- **PAUL ORLANDO QUISHPE SACANCELA**
- **DANNY PAÚL TAPIA RIVAS**

DIRECTOR: ING. VICTOR OREJUELA

QUITO, JUNIO DE 2010

DECLARATORIA

Los conceptos desarrollados, analizados, realizados y las conclusiones del trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores: Paul Quishpe y Danny Tapia, Quito, junio del 2010

f.	f.
Paul Quishpe	Danny Tapia

Certifico que el presente trabajo de tesis ha sido realizado en forma total por los señores Paúl Orlando Quishpe Sacancela y Danny Paúl Tapia Rivas.

Ing. Víctor Orejuela
DIRECTOR DE TESIS.

AGRADECIMIENTO

Nuestro más sincero agradecimiento a nuestros maestros, quienes han compartido sus conocimientos y experiencias, en especial a nuestro director de tesis Ing. Víctor Orejuela por su guía, consejos y apoyo durante el desarrollo de esta tesis y a todas las personas que colaboraron desinteresadamente en la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

Dedicamos la presente tesis a Dios
y a nuestros amados padres por su
apoyo y cariño incondicional.

ÍNDICE

Portada	I
Declaratoria	II
Certificación	III
Agradecimiento	IV
Dedicatoria	V
 CAPITULO I: INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, ALCANCE	 1
 I.1 Introducción.	 1
I.2 Objetivos.	1
I.3 Alcance.	2
 CAPITULO II: LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR	 4
II.1 Aspectos Generales.	4
II.1.1 Accionistas de la EERSSA.	6
II.1.2 Organigrama de la EERSSA.	7
II.2 Balances Energéticos.	8
II.3 Pérdidas De Energía Eléctrica.	15
II.3.1 Clasificación de las pérdidas de energía por su origen.	15
II.3.1.1 Pérdidas técnicas.	15
II.3.1.2 Pérdidas No técnicas.	17
II.4 Información Estadística De Las Pérdidas De Energía Eléctrica.	19
 CAPITULO III: TRABAJOS DE CAMPO	 24
III.1 Selección de la muestra.	24
III.1.1 Determinación del tamaño de la muestra.	24
III.1.2 Descripción de sectorización de clientes	24
III.2 Preparación de los grupos de trabajo.	25
III.3 Preparación de los levantamientos de datos de campo.	27
III.3.1 Revisión del medidor con el equipo de medición ZERA MT-300	32

III.4	Inspecciones y mediciones.	34
III.4.1	Formato de la hoja de inspección.	34

CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS E IDENTIFICACIÓN DE LAS FORMAS DE CONTRAVENCIÓN MÁS COMUNES

IV.1	Análisis de resultados.	40
IV.2	Identificación de las infracciones.	43
IV.3	Evaluación técnica de las infracciones más comunes.	50
IV.3.1	Cálculo que realiza la Empresa Eléctrica Regional del Sur.	50
IV.3.2	Cálculo modificado que debería de hacerse.	52
IV.3.3	Evaluación técnica de la infracción 1.	53
IV.3.4	Evaluación técnica de la infracción 2.	56
IV.4	Evaluación de los efectos económicos.	61
IV.4.1	Costos y Beneficios.	64
IV.4.1.1	Evaluación de efectos económicos para la infracción 1.	64
IV.4.1.1.1	Costos.	64
IV.4.1.1.1.1	Materiales.	64
IV.4.1.1.1.2	Mano de obra.	65
IV.4.1.1.1.3	Depreciación.	66
IV.4.1.1.1.3.1	Depreciación del vehículo.	66
IV.4.1.1.1.3.2	Depreciación de equipos.	67
IV.4.1.1.1.4	Movilización (Combustible).	67
IV.4.1.1.1.5	Costos de Administración.	68
IV.4.1.1.1.5.1	Mano de obra.	68
IV.4.1.1.1.5.2	Papelería y útiles de oficina.	69
IV.4.1.1.2	Beneficios.	69
IV.4.1.1.2.1	Cálculo que realiza la empresa eléctrica	69
IV.4.1.1.2.2	Cálculo modificado que debería hacerse.	70
IV.4.1.1.2.3	Recuperación económica después del cambio de medidor.	70

IV.4.1.1.3 Relación Beneficio Costo.	72
IV.4.1.1.3.1 Beneficio – Costo	72
IV.4.1.1.3.2 Beneficio/Costo	72
IV.4.1.2 Evaluación de efectos económicos para la infracción 2.	72
IV.4.1.2.1 Costos.	72
IV.4.1.2.1.1 Materiales.	72
IV.4.1.2.1.2 Mano de obra.	72
IV.4.1.2.1.3 Depreciación.	73
IV.4.1.2.1.3.1 Depreciación del vehículo.	73
IV.4.1.2.1.3.2 Depreciación de equipos.	73
IV.4.1.2.1.4 Movilización (Combustible).	73
IV.4.1.2.1.5 Costos de Administración.	74
IV.4.1.2.2 Beneficios.	74
IV.4.1.2.2.1 Cálculo que realiza la empresa eléctrica	74
IV.4.1.2.2.2 Cálculo modificado que debería hacerse	75
IV.4.1.2.2.3 Recuperación económica después del cambio de medidor.	75
IV.4.1.2.3 Relación Beneficio Costo.	77
IV.4.1.2.3.1 Beneficio – Costo.	77
IV.4.1.2.3.2 Beneficio/Costo.	77
IV.5 Evaluación de otros efectos.	77

CAPITULO V: IDENTIFICACIÓN DE LAS FORMAS DE CONTRARRESTAR LAS INFRACCIONES MÁS COMUNES

V.1 Análisis técnico para cada tipo de infracción.	78
V.1.1 Análisis técnico para la infracción 1.	78
V.1.1.1 Cambio de cable de acometida.	78
V.1.1.2 Ubicación de la acometida.	80
V.1.1.3 Ubicación del medidor.	81
V.1.1.4 Concientizar a las personas.	81

V.1.2	Análisis técnico para la infracción 2.	82
V.1.2.1	Ubicación del medidor.	82
V.1.2.2	Ubicación y sellado de cubrebornera.	83
V.1.2.3	Colocar sello adhesivo de seguridad.	84
V.1.2.4	Concientizar a las personas.	84
V.2	Acciones que deben ejecutarse.	84
V.2.1	Acciones a ejecutarse para la Infracción 1.	84
V.2.2	Acciones a ejecutarse para la Infracción 2	85
V.3	Programación de las acciones.	85
V.3.1	Acciones para la Infracción 1.	85
V.3.2	Acciones para la infracción 2.	86
V.4	Cuantificación de los Costos y de los Beneficios.	87
V.4.1	Cuadro resumen de medidores revisados.	89
IV.4.1.1	Depreciación de equipos.	90
V.4.2	Cuadro resumen de beneficio y costo total.	90
V.5	Determinación de la relación beneficio costo.	91
V.5.1	Relación Beneficio – Costo.	91
V.5.2	Relación Beneficio/Costo.	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		97
Conclusiones.		97
Recomendaciones.		100
BIBLIOGRAFÍA		104

ÍNDICE DE CUADROS.

Cuadro II.1.1. Fuente: EERSSA, Accionistas EERSSA, 2008	6
Cuadro II.4. Pérdidas de energía en el sistema de distribución	23
Cuadro IV.1.1 Resumen de medidores con novedades en diferentes sectores	40
Cuadro IV.1.2 Novedades más comunes encontradas en medidores	41
Cuadro IV.3.1.1 Seguimientos consumo después del cambio de medidor.	50
Cuadro IV.3.1.2 Consumo antes del cambio de medidor	51
Cuadro IV.3.1.3 Calculo del perjuicio	52
Cuadro IV.3.2.1 Seguimientos consumo después del cambio de medidor.	52
Cuadro IV.3.2.2 Calculo nuevo mensual	53
Cuadro IV.3.2.3 Calculo del perjuicio	53
Cuadro IV.3.3.1 Consumos antes del cambio de medidor	54
Cuadro IV.3.3.2 Consumos después del cambio de medidor	54
Cuadro IV.3.3.3 Calculo del perjuicio.	55
Cuadro IV.3.3.4 Calculo nuevo mensual	56
Cuadro IV.3.3.5 Calculo del perjuicio	56
Cuadro IV.3.4.1 Consumos antes del cambio de medidor	57
Cuadro IV.3.4.2 Lectura de seguimiento	57
Cuadro IV.3.4.3 Calculo del perjuicio en el programa con el que cuenta la Empresa Eléctrica (SISCOM).	59
Cuadro IV.3.4.4 Calculo nuevo mensual	60
Cuadro IV.3.4.5 Calculo del perjuicio	60
Cuadro IV.4.1 Fuente: CONELEC, Cargos Tarifarios, 2008.	63
Cuadro IV.4.1.1.1.1 Costo de materiales	64
Cuadro IV.4.1.1.1.3 Depreciación de activos fijos.	66
Cuadro IV.4.1.1.1.3.2 Valor de equipos	67
Cuadro IV.4.1.1.1.5.2.2 Costos de útiles de oficina	69
Cuadro IV.4.1.1.2.1 Beneficio económico	69

Cuadro IV.4.1.1.2.2 Beneficio económico	70
Cuadro IV.4.1.1.2.1 Perjuicio	70
Cuadro IV.4.1.2.2.1 Calculo de beneficio con el programa SISCOM	74
Cuadro IV.4.1.2.2.2 Calculo de beneficio	75
Cuadro V.4.1 Costos y Beneficios de medidores monofásicos revisados y cambiados	88
Cuadro V.4.2 Costos y Beneficios de medidores bifásicos revisados y cambiados	89
CuadroIV.4.1.1 Resumen de cálculo costos totales	90
Cuadro V.5.1-1 Relación beneficio – costo	91
Cuadro V.5.2-1 Relación beneficio / costo	94

ÍNDICE DE GRAFICOS.

Grafico II.1	Empleados EERSSA en el canal de conducción	5
Grafico II.1.2	EERSSA, Estructura organizacional de la EERSSA	7
Grafico II.4	Pérdidas de energía en el sistema de distribución (%) vs año	23
Grafico III.3	Diagrama de flujo para levantamiento de datos	28
Grafico III.3.1	Diagrama de conexión para contrastar	33
Gráfico V.1.1.1	Cable de acometida.	78

ÍNDICE DE FOTOS.

Foto III.2.1 Grupos de trabajo ciudad de Loja	26
Foto III.2.2 Grupo de trabajo Técnico-Secretario	26
Foto III.4.1 Fotografía de un medidor y su placa de características	36
Foto III.4.2 Sellos de seguridad	37
Foto III.4.3 Medición de parámetros del medidor	38
FOTO IV.2.1 Conexión directa desde la Acometida.	45
FOTO IV.2.3 Puentes en el Medidor.	47
FOTO IV.2.5. Carcasa Hundida	49
Foto V.1.1.2.1 Acometida por terraza.	80
Foto V.1.1.2.2 Acometida por tumbado.	80
Foto V.1.1.3 Ubicación del medidor.	81
Foto V.1.2.1 Ubicación del medidor	82
Foto V.1.2.2.1 Ubicación y sellado de cubrebornera.	83
Foto V.1.2.2.2 Ubicación y sellado de cubrebornera.	83
Foto V.1.2.3 Sellado del medidor	84

ÍNDICE DE ANEXOS.

Anexo 1. Planos de las muestras seleccionadas.

Anexo 2. Elementos de protección personal, herramientas y equipos empleados para el levantamiento de datos.

Anexo 3. Descripciones generales, características, funciones y datos técnicos del equipo ZERA MT- 300.

Anexo 4. Datos de medidores revisados.

ABSTRACTO

El robo de energía eléctrica en el país es muy común, esto produce grandes pérdidas económicas para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Con el objetivo de realizar un análisis técnico económico de las contravenciones más comunes, se realizó un estudio de campo, en la ciudad de Loja, para identificar las formas más comunes de contravenciones del consumo de energía eléctrica; y sobre esta base determinar los efectos y consecuencias técnicas y económicas para la Empresa Eléctrica Regional de Sur “E.E.R.S.S.A”.

La EERSSA se viene desarrollando como una empresa eléctrica de distribución eficiente y que busca mejorar día a día con la implantación de procedimientos que permitan reducir en gran manera el robo de energía eléctrica

Las pérdidas en los sistemas de distribución representan la diferencia entre el valor medido de la energía suministrada al sistema de distribución en un intervalo de tiempo determinado y la suma de la medida de consumos en el mismo intervalo, estos valores son registrados para uso facturable a los usuarios

Para realizar el análisis técnico económico, la muestra se selecciona de acuerdo a especificaciones y planificación de la EERSSA, para ello se ha determinado que se lo realizará en tres zonas con sus respectivos sectores en la ciudad de Loja, es así que la empresa programa mensualmente un número determinado de usuarios en diferentes zonas, sectores y rutas de manera aleatoria, pudiendo ser en el área urbana o rural dependiendo de las decisiones del supervisor encargado del control de pérdidas, es decir no es algo estadístico.

La forma de organizar los grupos de trabajo para la toma de muestras es: designación de lugar para la toma de muestras, revisión de medidores, ubicación de la muestra, preparación de los equipos, toma de datos del medidor y registro de datos en una hoja de inspección.

Para la toma de parámetros de medición del error, en los medidores seleccionados, se empleo el equipo ZERA MY300, de la EERSSA el mismo que entrega la medida de manera directa.

Las contravenciones más importantes que se encontró son:

- Conexión directa desde la Acometida.
- Puentes desde la bornera del medidor, antes del Breaker.
- Manipulación del medidor.
- Golpe al medidor para frenarlo de forma intencional.

Una vez que se identifico las contravenciones más comunes, se procede a realizar una evaluación técnica de las mismas.

La evaluación técnica de las infracciones se verá reflejada en el cálculo técnico de las infracciones cometidas por el usuario, es decir los kilovatios-hora no registrados al momento de facturar.

El cálculo de la energía no facturada se realiza desde el periodo en que el medidor dejo de funcionar correctamente o existe una anomalía al medidor hasta el mes en que se encuentra el daño al medidor o la contravención. Tomando en cuenta los costos generados por materiales, mano de obra, depreciación de vehículos, de equipos, papelería y útiles de oficina entre los mas importantes.

Para la primera infracción que corresponde a una conexión directa desde la acometida hacia la carga con conductor #12 sólido. Se determino que el perjuicio total es de 412 kWh

Para la infracción 2 que corresponde a Puente en la bornera del medidor con puente mediante cable sólido. Se determino que el perjuicio total es de 2484 kWh.

La evaluación de los efectos económicos se derivan de la evaluación técnica de las infracciones, una vez que se ha realizado el cálculo de la energía no facturada en kWh se procede a realizar el cálculo económico mediante los cargos tarifarios estipulados por el CONELEC

Es así que el beneficio para la primera infracción es de \$34,22 obteniendo una recuperación económica de \$ 1.486,51 y para la segunda infracción el beneficio es de \$209,8 obteniendo una recuperación económica de \$ 3.772,25.

Para contrarrestar el robo de energía eléctrica, se plantea soluciones. Entre la mas importante es la de cambiar el cable de la acometida, por cable de acometida con neutro concéntrico de malla helicoidal, verificar en la instalación de la acometida llegue directamente al medidor y por sitios visibles, que el medidor se pueda visualizar desde la parte externa de la vivienda y también realizar campañas de concientización.

En cuanto a la relación del costo – beneficio para los medidores monofásicos y bifásicos de la muestra, se determinó que el total es de \$ 34.817,81 y la relación beneficio/costo total es de \$9,50.

Es así que de la toma de muestras de medidores, se obtuvo que de los 828 medidores revisados, 666 medidores correspondientes al 80,43% son medidores en buen estado, mientras que 162 medidores correspondientes al 19,57% son medidores con alguna novedad, concluyendo que la EERSSA posee un porcentaje considerable de medidores que deberían ser cambiados, para de esta manera obtener un mejor beneficio económico.

Entre la recomendación más importante para la EERSSA, es que realice un muestreo estadístico de los medidores, es decir realice un levantamiento de datos, donde se registre los medidores bajo diferentes categorías que permitan el establecimiento de acciones directas de intervención, por ejemplo: bajo consumo, consumo elevado, consumo cero y medidores no revisados.

ABSTRACT

The theft of electricity in the country is very common, this results in huge economic losses for electricity distribution companies.

With the aim of technical analysis economic common contraventions, was made a field study in the city of Loja, to identify the most common forms of violations of electricity consumption, and on that basis determine the effects and technical and economic consequences for the Empresa eléctrica regional del Sur "EERSSA."

The EERSSA is being developed as an efficient distribution utility and seeks to improve day by day with the implementation of procedures to greatly reduce the power theft. Losses in distribution systems represent the difference between the measured value of the energy supplied to the distribution system in a given time interval and the sum of the measure consumption during the same interval, these values are registered for use billable to users.

For technical economic analysis, the sample is selected according to specifications and EERSSA planning, for it has been determined that it carried out in three areas with their respective industries in the city of Loja, so the company is a monthly program a certain number of users in different areas, sectors and routes at random, may be in urban or rural depending on the decisions of the supervisor in charge of loss control, ie is not statistical.

How to organize working groups for sampling are: designated place for sampling, review meter, location of sample preparation equipment, meter data collection and data recording on a sheet inspection.

For taking measurement error parameters in the meters selected, use the computer ZERA MT300, of the same rubs EERSSA measure directly.

The most important violations found are:

- Direct connection from the connection.
- Bridges from the terminal of the meter, before the break.

- Handling the meter.
- Beat the meter to stop it intentionally.

Once you identify the most common violations are necessary to conduct a technical evaluation of them.

The technical assessment of offenses will be reflected in the technical calculation of the offenses committed by the user, the kilowatt-hour is not registered at the time of billing.

The energy calculation is performed but not billed from the period when the meter stopped working properly or there is an anomaly to the meter until the month is the damage to the meter or breach. Taking into account the cost incurred for materials, labor, depreciation of vehicles, equipment, stationery and office supplies among the most important.

For the first offense related to a direct connection from the connection to the load with # 12 solid conductor. It was determined that the total damage is 412 kWh For the offense 2 that corresponds to Bridge in the terminal of the meter bridge with solid wire. It was determined that the total damage is 2484 kWh.

The evaluation of the economic effects resulting from the technical assessment of offenses, once it has made the calculation of the energy billed in kWh is come to make economic calculation through tariff charges set by the CONELEC Thus, the profit for the first offense is getting \$ 34.22 an economic recovery and \$ 1,486.51 for the second violation the benefit is getting an economic recovery \$209.8 of \$ 3,772.25.

To counter the theft of electricity, we propose solutions. Among the most important is to change the connection cable, mains connection cable with concentric neutral spiral mesh, check the installation of the connection to go directly to the meter and visible places, the meter can be visualized from the outside of the housing and awareness campaigns.

As for the relationship of the cost - benefit for single and two-phase meters in the sample, it was determined that the total is \$ 34,817.81 and the benefit / total cost is \$

9.50.

Thus the meter sampling, we found that the revised 828 meters, 666 meters 80.43% for the gauges are in good condition, while 162 meters is 19.57% for the meters with something new, EERSSA has concluded that a significant percentage of meters that should be changed, to thus obtain better economic benefit.

Among the most important recommendation for EERSSA, is to do a statistical sampling of the meters, ie make a collection of data, where the meter is registered under different categories to allow the establishment of direct intervention, eg low , high consumption, zero consumption and meters are not checked.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE

I.1 INTRODUCCIÓN

El robo de energía eléctrica en el país es muy común, esto produce grandes pérdidas económicas para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras han implementado varios tipos de proyectos con la finalidad de reducir estos robos

Muchas empresas eléctricas han contratado los servicios de empresas especializadas, que se encargan de revisar los equipos de medición del consumo de energía eléctrica. Estas empresas orientan su trabajo, al análisis de la existencia de conexiones indebidas que afecten la lectura real del consumo de la energía eléctrica. Los técnicos encuentran día a día muchas formas en que las personas cometen fraude y robo de energía eléctrica. Los trabajadores lo que hacen es reportar estos fraudes a la empresa para que ésta sancione a los infractores. Estas experiencias si bien han sido reportadas individualmente, no han sido compiladas en un documento que permita conocer las variadas formas y tipos de robos o conexiones clandestinas más comunes para cometer estos actos ilícitos, ni tampoco cuales son los efectos eléctricos que hacen que esta energía no sea contabilizada por el equipo de medición.

I.2 OBJETIVO

OBJETIVO GENERAL:

Realizar un estudio de campo, en la ciudad de Loja, para identificar las formas más comunes de contravenciones del consumo de energía eléctrica; y sobre esta base determinar los efectos y consecuencias técnicas y económicas para la Empresa Eléctrica Regional de Sur “E.E.R.S.S.A”.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Revisar, conjuntamente con empleados de la Empresa Eléctrica Regional del Sur “E.E.R.S.S.A”, los equipos de medición de energía eléctrica de una muestra de usuarios de la ciudad de Loja.
- Registrar los datos de los equipos de medición eléctrica mediante fotografías.
- Tomar los datos de los contadores de energía eléctrica y analizarlos
- Identificar las diferentes formas de adulteración de los equipos de medición y de sus sistema de conexión
- Determinar los efectos y consecuencias para la empresa eléctrica
- Identificar las formas de evitar las adulteraciones Desarrollar un documento que contenga las formas más comunes de robo de energía eléctrica efectos y consecuencias
- Presentar conclusiones y recomendaciones

I.3 ALCANCE

Revisión de equipos de medición de energía eléctrica, en conjunto con empleados de la Empresa Eléctrica Regional del Sur “E.E.R.S.S.A”, en varias instalaciones de usuarios del servicio de la ciudad de Loja.

Obtención de los datos de los equipos de medición eléctrica mediante registros fotográficos.

Obtención de los datos de los contadores de energía eléctrica, mediante pruebas realizadas al equipo en el lugar de ubicación, para conocer cómo se encuentran funcionando y si se encuentran o no manipulados por parte del usuario.

Ejecución del estudio y del análisis técnico de las formas más comunes de robo de energía eléctrica.

Evaluación de los efectos y consecuencias técnicas y económicas, para la empresa eléctrica, por las diferentes formas de robo de energía eléctrica.

Desarrollo de un documento en el cual se identifiquen las formas de robo más comunes de energía eléctrica; y la identificación de los efectos y sus consecuencias; en especial aquellas relacionadas con la seguridad y con la afectación económica a la empresa.

Establecimiento de conclusiones y recomendaciones

CAPITULO II: LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR

La EERSSA es una de las primeras empresas eléctricas que se crearon en el país gracias a que conto con el asesoramiento y personal capacitado para implementar el proyecto Sociedad Sur Eléctrica hoy EERSSA.

La EERSSA está buscando convertirse en una empresa de distribución de energía eléctrica con el menor porcentaje de pérdidas, para ello ha realizado estudios estadísticos de porcentajes, además programas para el control de pérdidas de energía eléctrica no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición o de contrastaciones o por ambas situaciones.

II.1 Aspectos Generales

La EERSSA se viene desarrollando como una empresa eléctrica de distribución eficiente y que busca mejorar día a día con la implantación de procedimientos que permitan reducir en gran manera el robo de energía eléctrica.

“La historia de la generación de energía eléctrica en la ciudad de Loja se inicia en 1897 con la creación de la Sociedad Sur Eléctrica con el objetivo primordial de satisfacer las necesidades de energía eléctrica para la ciudad de Loja y sus alrededores.

En 1929, el Ilustre Municipio de Loja autorizó a Don Adolfo Valarezo, la conformación de una nueva empresa de generación, cuyas instalaciones se encontraban en la parte norte de la ciudad de Loja en la cuenca del Río Zamora, a la altura del actual Centro de Rehabilitación Social.

El 10 de mayo de 1950, se constituye la Empresa Eléctrica Zamora S.A., conformada por el I. Municipio de Loja (60% del capital social) y la Corporación de Fomento (40% del capital social). Esta empresa se convertiría a partir del 19 de marzo de 1973 en la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), que actualmente brinda su servicio en las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y Morona.

El 23 de Abril de 1897, según escritura pública de conformación, veinte socios vecinos de Loja constituyeron la Sociedad Sur Eléctrica (SSE) con una capital inicial de dieciséis mil sucres”.¹

¹ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Historia 16/09/2009, <http://www.eerssa.com/nuestra-empresa/historia.html>

“La SSE se conformó como una sociedad anónima, de responsabilidad limitada, y, con la finalidad de instalar luz eléctrica para el servicio público.

Como accionistas fundadores de la SSE constan: Manuel Alejandro Carrión, Ricardo Valdivieso, Serbio Fernando Riofrio, Elias Riofrio, Alberto Rhor (natural de Francia), Ramón Eguiguren, Ernesto Witt (natural de Alemania), Francisco Arias, Manuel Aguirre Jaramillo, Berris Hermanos, José María Burneo, José Miguel Burneo, Guillermo Valdivieso, Vicente Burneo, Darío Benavides, Manuel Cueva, Ramón Moreno Santón.

La escritura de conformación establece que será de cargo de la sociedad el pago de la máquina, su conducción a esta ciudad y el proporcionar jornaleros, operarios y todo el material necesario para su implantación. Como retribución de los trabajos de instalación antes expresados, la sociedad reconocerá al señor Rhor cuatro acciones mayores y además pagará los gastos de sus agentes en Europa, gastos que no pasarán de doscientos cincuenta sucres.

La primera maquinaria llegada a Loja (traída por el Sr. Alberto Rhor - ciudadano francés) se la instaló en el sector conocido como El Pedestal (zona occidental de la ciudad)”.²

En el grafico II.1 se puede apreciar a trabajadores de la EERSSA en el canal de conducción.



Grafico II.1. Empleados EERSSA en el canal de conducción

En la actualidad la empresa con asentamiento en la ciudad de Loja es la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., EERSSA., la cual se encuentra brindando servicio o tiene el área de concesión en la provincia de Loja.

El actual Presidente Ejecutivo es el Ing. Wilson Vivanco.

² Empresa eléctrica regional del Sur S.A., La sociedad Sur Eléctrica de Loja, 16/09/2009, <http://www.eerssa.com/nuestra-empresa/historia.html?start=1>

II.1.1 Accionistas de la EERSSA

En el cuadro II.1.1 se indica a los accionistas de la EERSSA con sus respectivos porcentajes de participación.

N°	ACCIONISTA	PORCENTAJE %
1	Fondo de solidaridad	75
2	H. Consejo Provincial de Loja	15
3	Consejos y Municipios	10

Cuadro II.1.1. Fuente: EERSSA, Accionistas EERSSA, 2008,
<http://www.eerssa.com/nuestra-empresa/accionistas.html>

II.1.2 Organigrama de la EERSSA

Para el buen funcionamiento en la comercialización y distribución de la energía eléctrica, cobertura en el mercado, volumen de ventas, ámbito operacional la Empresa Eléctrica cuenta con una organización administrativa con los niveles que se ilustran en el gráfico II.1.2.

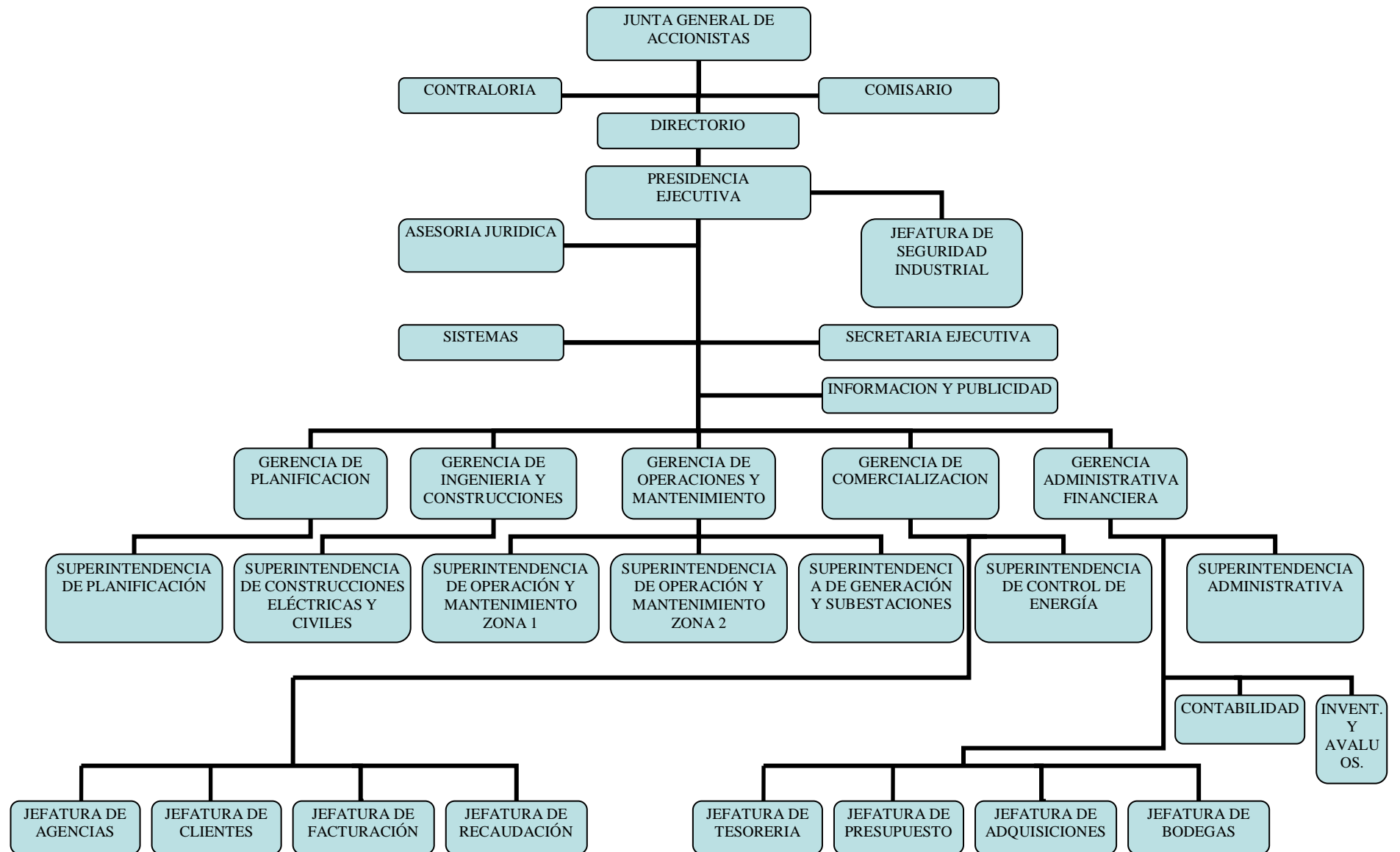


Grafico II.1.2. EERSSA, Estructura organizacional de la EERSSA, 2008, <http://www.eerssa.com/nuestra-empresa/organigrama.html>

II.2 BALANCES ENERGÉTICOS

El Balance de Energía en Sistemas de Distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de una empresa distribuidora y la energía que es entregada y facturada a los usuarios finales; determinando las pérdidas en distribución como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales. La relación mencionada anteriormente se describen en las formulas “F1, F2, F3 y F4”³

$$Edis = Eco1 + Eco2 + Eco3 + Eg + Er \quad (F1)$$

Donde:

- **Edis:** Energía disponible en el sistema (MWh)
- **Eco1:** Energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MWh)
- **Eco2:** Energía comprada a autogeneradoras (MWh)
- **Eco3:** Energía comprada a otra distribuidora (MWh)
- **Eg:** Energía generada no incorporada al Mercado Eléctrico Mayorista (MWh)
- **Er:** Energía recibida para Terceros (MWh)

$$Ee = Efr + Efnr + Et \quad (F2)$$

Donde:

- **Ee:** Energía entregada y facturada a Clientes Finales (MWh)
- **Efr:** Energía facturada a Clientes Regulados (MWh)
- **Efnr:** Energía facturada a Clientes No Regulados (MWh)
- **Et:** Energía entregada a terceros (MWh)

³ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances de energía, 10/10/2009, <http://www.eerssa.com/>

$$Pd = Edis - Ee \quad (F3)$$

Donde:

- **Pd:** Pérdidas en distribución (MWh)
- **Edis:** Energía disponible en el sistema (MWh)
- **Ee:** Energía entregada a Clientes Finales (MWh)

$$Pd\% = \frac{Pd}{Edis} \times 100 \quad (F4)$$

Donde:

- **Pd%:** Pérdidas en distribución en porcentaje.
- **Pd:** Pérdidas en distribución (MWh)
- **Edis:** Energía disponible en el sistema (MWh)

Los cuadros de balances energéticos estadísticos que posee la EERSSA, se observan a continuación en los cuadros respectivos.

Balance De Energía 2005 ⁴ : Datos Mensuales De Energía

MES	ENERGÍA					
	Recibida del MEM para Distribuidor (MWh)	Disponible en el Sistema (MWh)	Disponible por el Distribuidor (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)
Ene	16.499,55	16.500,23	16.500,23	10,38	14.007,91	2.481,94
Feb	14.787,05	14.787,62	14.787,62	9,02	14.262,91	515,69
Mar	16.325,93	16.326,62	16.326,62	10,01	13.682,45	2.634,16
Abr	16.114,41	16.115,08	16.115,08	11,65	13.640,56	2.462,88
May	16.788,00	16.788,73	16.788,73	11,67	13.657,88	3.119,18
Jun	16.304,98	16.305,70	16.305,70	12,24	14.620,43	1.673,03
Jul	16.688,10	16.688,78	16.688,78	9,66	13.861,71	2.817,41
Ago	17.019,58	17.020,04	17.020,04	11,88	14.402,66	2.605,50
Sep	16.789,86	16.789,86	16.789,86	9,02	14.465,89	2.314,96
Oct	16.257,68	16.257,68	16.257,68	11,02	14.260,06	1.986,60
Nov	15.446,78	15.446,78	15.446,78	9,46	13.935,78	1.501,54
Dic	16.438,74	16.438,74	16.438,74	11,82	13.795,04	2.631,88
Subtotales	195.460,67	195.465,87	195.465,87	127,83	168.593,28	26.744,77

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2005.

⁴ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances energéticos año 2005, 10/10/2009

Balance De Energía 2006 ⁵: Datos Mensuales De Energía

MES	ENERGÍA					
	Recibida del MEM para Distribuidor (MWh)	Disponible en el Sistema (MWh)	Disponible por el Distribuidor (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)
Ene	16.440,34	16.440,34	16.440,34	27,70	14.942,83	1.469,81
Feb	15.195,43	15.195,43	15.195,43	20,35	14.285,51	889,57
Mar	17.349,90	17.349,90	17.349,90	56,06	13.728,83	3.565,02
Abr	16.805,21	16.805,21	16.805,21	98,38	15.254,15	1.452,68
May	17.680,90	17.680,90	17.680,90	66,77	15.085,24	2.528,89
Jun	17.184,77	17.184,77	17.184,77	24,89	15.501,53	1.658,35
Jul	17.641,13	17.641,13	17.641,13	23,74	14.759,44	2.857,95
Ago	17.696,60	17.696,60	17.696,60	30,38	15.470,95	2.195,27
Sep	17.530,45	17.530,45	17.530,45	25,17	15.406,25	2.099,03
Oct	18.015,03	18.015,03	18.015,03	35,05	15.000,47	2.979,51
Nov	17.239,93	17.239,93	17.239,93	41,65	15.256,11	1.942,17
Dic	18.055,91	18.055,91	18.055,91	34,57	15.286,94	2.734,40
Subtotales	206.835,60	206.835,60	206.835,60	484,71	179.978,24	26.372,65

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2006.

⁵ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances energéticos año 2006, 10/10/2009

Balance De Energía 2007 ⁶: Datos Mensuales De Energía

MES	ENERGÍA					
	Recibida del MEM para Distribuidor (MWh)	Disponible en el Sistema (MWh)	Disponible por el Distribuidor (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)
Ene	18.106,47	18.106,47	18.106,47	29,26	15.433,24	2.643,97
Feb	16.205,00	16.205,00	16.205,00	29,17	15.786,89	388,94
Mar	18.107,55	18.107,55	18.107,55	102,83	14.448,08	3.556,64
Abr	17.602,33	17.602,33	17.602,33	155,53	15.800,06	1.646,74
May	18.476,40	18.476,40	18.476,40	94,73	16.091,80	2.289,87
Jun	17.672,81	17.672,81	17.672,81	21,95	15.041,27	2.609,59
Jul	18.199,72	18.199,72	18.199,72	28,98	15.443,14	2.727,60
Ago	18.224,45	18.224,45	18.224,45	23,79	15.824,06	2.376,60
Sep	18.020,34	18.020,34	18.020,34	22,20	15.664,49	2.333,65
Oct	18.755,38	18.755,38	18.755,38	21,08	15.911,41	2.822,89
Nov	18.440,00	18.440,00	18.440,00	37,24	16.446,49	1.956,27
Dic	19.241,69	19.241,69	19.241,69	39,16	16.896,74	2.305,79
Subtotales	217.052,14	217.052,14	217.052,14	605,92	188.787,66	27.658,55

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2007.

⁶ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances energéticos año 2007, 10/10/2009

Balance De Energía 2008 ⁷: Datos Mensuales De Energía

MES	ENERGÍA					
	Recibida del MEM para Distribuidor (MWh)	Disponible en el Sistema (MWh)	Disponible por el Distribuidor (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)
Ene	19.203,00	19.203,00	19.203,00	64,10	16.747,26	2.391,64
Feb	17.703,80	17.703,80	17.703,80	48,70	16.532,98	1.122,12
Mar	18.850,95	18.850,95	18.850,95	61,87	16.499,24	2.289,85
Abr	18.606,62	18.606,62	18.606,62	73,25	16.021,30	2.512,07
May	19.367,50	19.367,50	19.367,50	53,93	16.617,66	2.695,92
Jun	18.686,05	18.686,05	18.686,05	22,65	16.127,17	2.536,24
Jul	19.193,12	19.193,12	19.193,12	29,24	16.425,07	2.738,81
Ago	19.549,57	19.549,57	19.549,57	27,79	16.872,30	2.649,48
Sep	19.288,06	19.288,06	19.288,06	13,23	16.860,74	2.414,09
Oct	19.946,89	19.946,89	19.946,89	15,68	17.108,35	2.822,86
Nov	19.414,50	19.414,50	19.414,50	13,15	17.026,23	2.375,13
Dic	20.570,34	20.570,34	20.570,34	15,16	18.724,42	1.830,77
Subtotales	230.380,40	230.380,40	230.380,40	438,75	201.562,70	28.378,97

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2008.

⁷ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances energéticos año 2008, 10/10/2009

Donde ⁸:

- **Mes:** Mes al que corresponde el registro del dato. (Ene, Feb, etc.)
- **Recibida del MEM para Distribuidor (MWh):** Corresponde a la energía comprada al MEM (M. Ocasional y M. Contratos), para distribución; debe guardar relación con la demanda registrada por el CENACE en el punto de entrega del Agente.
- **Disponible en el Sistema (MWh):** Es igual a la Energía Recibida del MEM para distribución más la recibida para terceros más la Comprada a E.E. Distribuidoras más la Comprada a Autoproductoras más la Generada No Incorporada al MEM. Valor indicado en MWh.
- **Disponible por el Distribuidor (MWh):** Es igual a la Energía total entregada a la Distribuidora para venta a sus clientes Regulados y No Regulados. Se excluye la Energía de Terceros. Valor indicado en MWh.
- **Facturada a Clientes No Regulados (MWh):** Energía facturada a clientes no regulados por el pliego tarifario en MWh (Clientes que pertenecen a la Empresa).
- **Facturada a Clientes Regulados (MWh):** Energía facturada a clientes de acuerdo al pliego tarifario en MWh.
- **Pérdidas del Sistema (MWh):** Pérdidas totales de energía del sistema expresada en $MWh = \text{Energía Disponible en el sistema de distribución} - \text{Facturada a Clientes No Regulados} - \text{Facturada a Clientes Regulados}$.

⁸ Empresa eléctrica regional del Sur S.A., Balances de energía, 10/10/2009, <http://www.eerssa.com/>

II.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“Las pérdidas en los sistemas de distribución representan la diferencia entre el valor medido de la energía suministrada al sistema de distribución en un intervalo de tiempo determinado y la suma de la medida de consumos en el mismo intervalo, estos valores son registrados para uso facturable a los usuarios”⁹.

II.3.1 Clasificación de las pérdidas de energía por su origen ¹⁰

II.3.1.1 Pérdidas técnicas

Se conoce como pérdidas técnicas naturalmente que ocurren, por la energía disipada debido a fenómenos físicos, que se originan por las causas internas al sistema de energía, y consiste principalmente en la disipación de la energía en componentes del sistema eléctrico tales como líneas de transmisión y distribución, transformadores de energía, sistema de la medida, etc.

Las pérdidas técnicas se subdividen

1. **Por el tipo de Pérdidas:** Origina y obedece al proceso del funcionamiento del sistema donde se originan las pérdidas, así tenemos:
 - a) Pérdidas por Transporte: Se originan por la circulación de corriente por los conductores y redes de transporte de energía en los diferentes subsistemas.
 - b) Pérdidas por transformación: Se origina en los centros de transformación.
 - c) Pérdidas en las Mediciones: Originadas en los equipos y dispositivos usados para realizar las mediciones.

⁹ Escuela Politécnica Nacional, los sistemas de distribución, Octubre de 2009, http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf, pagina 16.

¹⁰ Escuela Politécnica Nacional, los sistemas de distribución, Octubre de 2009, http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf, pagina 16,17,18.

Se agrupan de acuerdo a tres causas:

a) Pérdidas por Efecto Corona.

“El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

El efecto corona está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.”¹¹

b) Pérdidas por Efecto Joule.

“Cuando la corriente eléctrica circula por un conductor, encuentra una dificultad que depende de cada material y que es lo que llamamos resistencia eléctrica, esto produce unas pérdidas de tensión y potencia, que a su vez den lugar a un calentamiento del conductor, a este fenómeno se lo conoce como efecto Joule. En definitiva, el efecto Joule provoca una pérdida de energía eléctrica, la cual se transforma en calor, estas pérdidas se valoran mediante la siguiente expresión:

$$E_p = P_p * t$$

¹¹ Wikipedia, Octubre de 2009, http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_corona

Donde:

Pp= potencia perdida

t = tiempo en segundos.

Este efecto es aprovechado en aparatos caloríficos, donde estas pérdidas se transforman en energía calorífica, que se expresa por la letra Q, y se mide en calorías.”¹²

c) Pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas.

“La corriente de Foucault (o corriente parásita) es un fenómeno eléctrico que se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa.

Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos. Estas pérdidas son minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de material magnético, conocidas como laminados.”¹³

II.3.1.2 Pérdidas No técnicas

Las pérdidas no técnicas, son causadas por las acciones externas al sistema de energía, o causadas por las cargas y las condiciones que el cómputo técnico de las pérdidas no pudo considerar.

¹² Mailxmail, Octubre de 2009, capítulo 8, efecto Joule, <http://www.mailxmail.com/curso-electricidad-fisicos-tecnicos/efecto-joule>

¹³ Wikipedia, Octubre de 2009, Corriente de Foucault, http://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_de_Foucault

Las pérdidas no técnicas para cálculo se las determina de la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas determinadas para el mismo.

Clasificación de las pérdidas no técnicas considerando su origen:

- a) Por hurto o robo
- b) Por fraude
- c) Por mala administración
- d) Zonas Conflictivas

a) Por Hurto o Robo.- Son provocadas por usuarios que toman energía de las redes en forma directa, convirtiéndose en cargas no registradas.

b) Por Fraude.- Son provocadas por clientes que manipulan el equipo de medición logrando un registro erróneo de consumo.

c) Por mala Administración.- Se deben al proceder incorrecto de la facturación para el pago del consumo de energía, originadas por parte de la gestión comercial y administrativa de la empresa distribuidora. Estas son:

- Errores de Lectura.
- Clientes sin identificación Comercial.
- Falta de registro de los consumos propios.
- Retraso de la Facturación.
- Errores de los factores de multiplicación de equipos de medición.
- Equipos de medición obsoletos.
- Suspensiones erróneas, etc.
- Servicios sin medidor, cuando se deja el servicio directo por parte de la Empresa sin una medición ya sea por falta de medidores en laboratorio lo que conlleva a estimar el consumo de energía eléctrica para la facturación, o cuando se realiza un cambio de medidor dejando sin registro el consumo de energía eléctrica hasta colocar un nuevo medidor.

- d) Zonas Conflictivas.-** Son las pérdidas que se originan por la conexión de cargas considerables en sitios que socialmente salen del control de la empresa de distribución.

II.4 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*“Las pérdidas de los sistemas de distribución, se definen como aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño”.*¹⁴

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

En los cuadros siguientes se mencionan los datos estadísticos para los años 2007 y 2008

¹⁴ Conelec, Octubre de 2009, capítulo 5, balance de energía, http://www.conelec.gov.ec/normativa_detalle.php?cod=21&idiom=1

Los datos que se presentan a continuación corresponden al año 2007.

MES	ENERGÍA							
	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas Año Móvil (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)	Pérdidas Año Móvil (%)
Ene	2.643,97	2.122,24	521,73	29.286,93	14,6	11,72%	2,88%	14,05%
Feb	388,94	312,19	76,75	28.766,48	2,4	1,93%	0,47%	13,73%
Mar	3.556,64	2.854,81	701,83	28.638,64	19,64	15,77%	3,88%	13,62%
Abr	1.646,74	1.321,80	324,95	28.415,53	9,36	7,51%	1,85%	13,46%
May	2.289,87	1.838,01	451,86	28.025,28	12,39	9,95%	2,45%	13,23%
Jun	2.609,59	2.094,64	514,95	28.530,83	14,77	11,85%	2,91%	13,44%
Jul	2.727,60	2.189,37	538,24	28.114,28	14,99	12,03%	2,96%	13,20%
Ago	2.376,60	1.907,63	468,97	28.271,38	13,04	10,47%	2,57%	13,25%
Sep	2.333,65	1.873,16	460,50	28.296,19	12,95	10,39%	2,56%	13,23%
Oct	2.822,89	2.265,85	557,04	28.225,57	15,05	12,08%	2,97%	13,15%
Nov	1.956,27	1.570,24	386,03	28.166,59	10,61	8,52%	2,09%	13,05%
Dic	2.305,79	1.850,79	455,00	27.658,58	11,98	9,62%	2,36%	12,74%
Subtotales	27.658,55	22.200,73	5.457,84	-	12,74%	10,23%	2,51%	-

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2007.

Los datos que se presentan a continuación corresponden al año 2008.

MES	ENERGÍA							
	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas Año Móvil (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)	Pérdidas Año Móvil (%)
Ene	2.391,64	1.981,70	409,94	27.406,24	12,45	10,32%	2,13%	12,56%
Feb	1.122,12	929,78	192,34	28.139,41	6,34	5,25%	1,09%	12,81%
Mar	2.289,85	1.897,36	392,49	26.872,62	12,15	10,07%	2,08%	12,19%
Abr	2.512,08	2.081,50	430,58	27.737,95	13,5	11,19%	2,31%	12,53%
May	2.695,92	2.233,83	462,09	28.144,00	13,92	11,53%	2,39%	12,66%
Jun	2.536,24	2.101,52	434,72	28.070,66	13,57	11,25%	2,33%	12,57%
Jul	2.738,80	2.269,36	469,44	28.081,85	14,27	11,82%	2,45%	12,52%
Ago	2.649,48	2.195,35	454,13	28.354,73	13,55	11,23%	2,32%	12,57%
Sep	2.414,09	2.000,30	413,79	28.435,16	12,52	10,37%	2,15%	12,53%
Oct	2.822,87	2.339,01	483,85	28.435,14	14,15	11,73%	2,43%	12,47%
Nov	2.375,13	1.968,02	407,11	28.854,00	12,23	10,14%	2,10%	12,60%
Dic	1.830,77	1.516,96	313,80	28.378,98	8,9	7,37%	1,53%	12,32%
Subtotales	28.378,98	23.514,69	4.864,29	-	12,32%	10,207%	2,111%	-

Fuente: EERSSA, Balances Energéticos, 2008.

Donde:

- **Mes:** Mes al que corresponde el registro del dato. (Ene, Feb, etc.)
- **Pérdidas del Sistema (MWh):** Pérdidas totales de energía del sistema expresada en MWh= Energía Disponible en el sistema de distribución - Facturada a Clientes No Regulados – Facturada a Clientes Regulados.
- **Pérdidas Técnicas del Sistema (MWh):** Tomadas de las pérdidas en todo el sistema de distribución, expresado en MWh.
- **Pérdidas No Técnicas del Sistema (MWh):** Las pérdidas de comercialización de distribución, tomadas de las pérdidas en todo el sistema de distribución, expresado en MWh.
- **Pérdidas Sistema Año Móvil (MWh):** Pérdidas calculadas en el periodo de doce meses atrás a partir del mes de análisis, expresadas en MWh. (Ejm. En julio de 2009 se incluirá el porcentaje de pérdidas del periodo agosto 2008 a julio 2009).
- **Pérdidas Sistema (%):** Las pérdidas totales energía del sistema, dividido para la energía disponible
- **Pérdidas Técnicas del Sistema (%):** Tomadas de las pérdidas en todo el sistema de distribución, expresadas en porcentaje.
- **Pérdidas No Técnicas del Sistema (%):** Las pérdidas de comercialización de distribución, expresado en porcentaje.
- **Año Móvil (%):** Porcentaje de pérdidas calculado en el periodo de doce meses atrás a partir del mes de análisis. (Ejm. En julio de 2009 se incluirá el porcentaje de pérdidas del periodo agosto 2008 a julio 2009).

Las pérdidas de energía que ha reportado la EERSSA entre el año 1999 y 2008 al CONELEC se puede apreciar en el cuadro II.4 y los gráficos respectivos en el gráfico II.4.¹⁵

¹⁵ Conelec, Octubre de 2009, **Estadísticas**, Evolución Histórica, Pérdidas de Energía, http://www.conelec.gov.ec/normativa_detalle.php?cod=21&idiom=1

AÑO	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		
	PERDIDA DE ENERGIA (%)	PERDIDAS TÉCNICAS (%)	PERDIDAS NO TÉCNICAS (%)
1999	15,68	-	-
2000	17,44	-	-
2001	15,07	-	-
2002	15,22	-	-
2003	14,67	-	-
2004	14,45	-	-
2005	13,86	-	-
2006	13,48	-	-
2007	12,74	10,23	2,51
2008	12,32	10,207	2,111

Cuadro II.4. Pérdidas de energía en el sistema de distribución

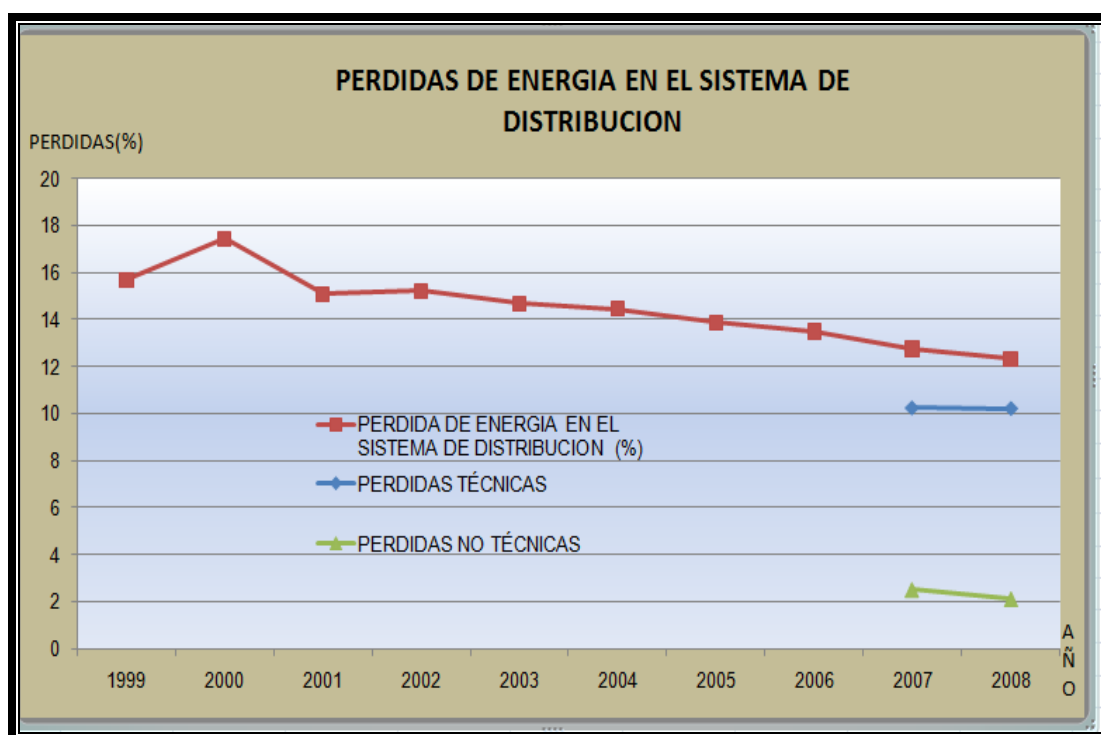


Grafico II.4. Pérdidas de energía en el sistema de distribución (%) vs año

CAPITULO III: TRABAJOS DE CAMPO

Es imprescindible organizar y planificar la forma en la que se adquirirán los datos de los equipos de medición en diferentes zonas de la ciudad de Loja. Para esto se conformaran zonas específicas en donde se presta la facilidad de toma de muestras aleatoriamente como lo permiten los funcionarios de la EERSSA, debido a que estos cuentan con una programación específica de las zonas que deben ser analizadas.

III.1 Selección de la muestra

La muestra se selecciona de acuerdo a especificaciones y planificación de la EERSSA, para ello se ha determinado que se lo realizará en tres zonas con sus respectivos sectores en la ciudad de Loja.

III.1.1 Determinación del tamaño de la muestra

La muestra que se toma es en base a la planificación de la EERSSA, no se pudo seleccionar la muestra de manera estadística que se hubiese querido seleccionar ya que tuvimos que adaptarnos a la programación de trabajo que la EERSSA implementa.

La EERSSA programa mensualmente un número determinado de usuarios en diferentes zonas, sectores y rutas de manera aleatoria, pudiendo ser en el área urbana o rural dependiendo de las decisiones del supervisor encargado del control de perdidas.

III.1.2 Descripción de sectorización de clientes

La EERSSA ha desarrollando una distribución de su área de cobertura el lo que denominan zonas. En el ANEXO 1 se puede visualizar los planos de las muestras seleccionadas de la ciudad de Loja.

La EERSSA utiliza los siguientes términos:

- **Zona:** Superficie de terreno distribuido de acuerdo a la planificación de la EERSSA, de sur a norte 10 zonas.
- **Sector:** Distribución de la Zona en diferentes partes, el número de sectores varían de acuerdo a la extensión de la Zona.
- **Ruta:** Área específica de un sector.
- **Secuencia:** Orden de los medidores según su instalación en la ruta.

LJ: Loja

LJN: Diferentes cantones de Loja

LJI: Para las industrias, clientes especiales

Ejemplo:

LJ 6-14-48-250

Esto es:

Ciudad de Loja, zona 6, sector 14, ruta 48, secuencia del medidor (250)

Esto permite identificar en los planos respectivos las zonas, sector y rutas para poder realizar las contrastaciones de los medidores de acuerdo a la programación de la EERSSA.

III.2 Preparación de los grupos de trabajo

Es imprescindible delimitar los lineamientos mediante los cuales se seleccionara los grupos de trabajo, para ello se tomo en consideración aspectos tales como:

- Seguimiento de clientes donde se ha encontrado novedades anteriormente.
- Conocer la secuencia en que se revisaran los contadores de energía eléctrica
- Conocimientos generales del trabajo que se va a realizar.
- Conocimiento técnico de los equipos.
- Conocimientos teóricos sobre normativas para desarrollar contrastaciones de medidores.

Es así que tomando en cuenta los aspectos mencionados anteriormente se han conformado dos grupos de trabajo que están estructurados de la siguiente manera:

- Grupo 1:
 - Danny Tapia.
 - Milton Villavicencio.

- Grupo 2:
 - Juan Carlos Molina.
 - Paúl Quishpe.

Ya que cada grupo de trabajo esta conformado por dos personas, se los denominara técnico y secretario según sea el caso. Las funciones de cada uno serán:

Técnico, esta persona es la encargada de realizar el trabajo técnico es decir revisión de medidor con equipos, toma de medidas y datos del medidor.

Secretario, se encarga de registrar los datos medidos por el técnico, así como direcciones de ubicación exacta del medidor, y cálculos de medidas si así lo amerita.



Foto III.2.1 Grupos de trabajo ciudad de Loja



Foto III.2.2 Grupo de trabajo Técnico-Secretario

Para que el trabajo se lo realice de una manera eficaz y correcta hay una persona “supervisor” que se moviliza en un carro, el mismo que lo reportara al superintendente de control de energía.

Laboratorio de medidores, hay dos personas encargadas del laboratorio de medidores las cuales son:

- Fabián Soto.
- Jorge Quinche.

III.3 Preparación de los levantamientos de datos de campo

Para la preparación de los levantamientos de datos de campo el Superintendente de control de Energía Ing. Paúl Castillo designó a los grupos con su respectiva muestra para que realicen las inspecciones en el lugar de trabajo, para esto se cuenta con todos los materiales y equipos de trabajo necesarios para realizar el trabajo, el proceso que utiliza la EERSSA para la revisión de medidores es la indicada en el grafico III.3.1

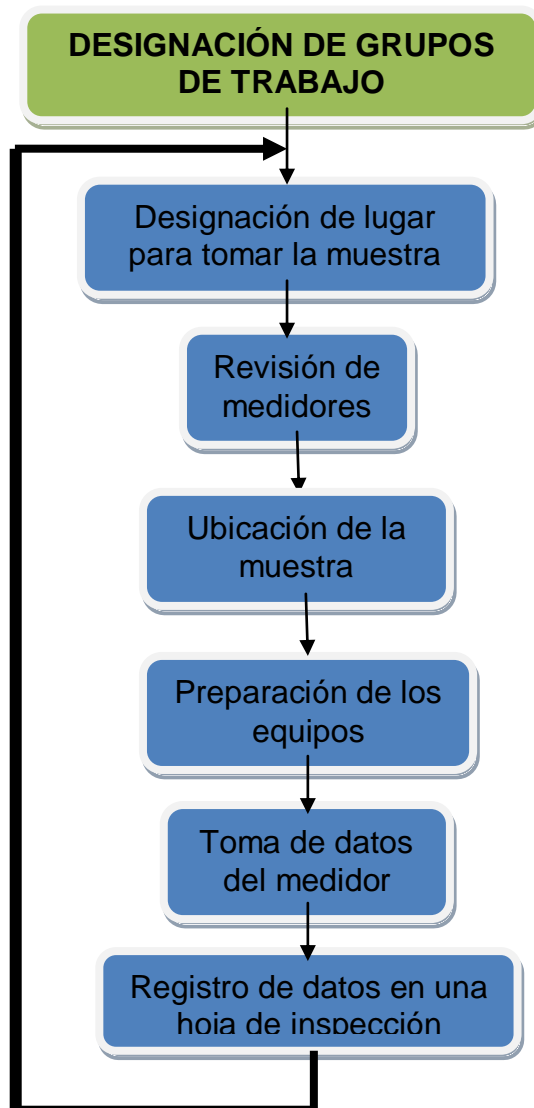


Grafico III.3.1 Diagrama de flujo para levantamiento de datos

El proceso que se indica anteriormente se lo describe a continuación.

Luego de tener la muestra, haber preparado los grupos de trabajo, y las herramientas de trabajo, se procede a la revisión de los medidores en el campo con una carga externa y utilizando la fórmula de porcentaje de error para esto se sigue los siguientes pasos:

1. Verificar el buen estado y eficacia de los elementos de protección personal.
2. Inspeccionar el sitio de trabajo, para identificar anomalías de medida, peligros de caída, choque eléctrico, vibraciones, ruido, humedad y altas temperaturas; para lo cual siempre se debe trabajar en espacios con buena iluminación, este proceso se

lo realiza antes de realizar el trabajo para ser tomados en cuenta en la planificación.

3. Usar las herramientas de mano estrictamente bajo las especificaciones de diseño, para evitar lesiones por uso impropio o inseguro de ellas.
4. Usar solamente herramientas aisladas para el trabajo con electricidad.
5. Usar protección visual y guantes, para inspeccionar la condición físicas del medidor, a saber:
 - a. Tapa principal o cubierta: que no esté rota, sin agregados externos, agua, tierra, etc.
 - b. Integrador: que no esté roto, suelto, sin dientes, desviado, con acumulador, cristalizados o calcinados los piñones.
 - c. Tapa bornera: que no esté quemada, suelta o faltante.
6. Registrar en un documento en el caso de que exista alguna anomalía que impida el registro normal de la medida. Dicha anomalía será informada al cliente para luego proceder a normalizar al medidor.
7. Revisar las conexiones del medidor, verificando de que no puedan causar cortocircuitos. Para este proceso se utilizaran elementos de protección personal, herramientas y equipos empleados para el levantamiento de datos descritos en el ANEXO 2.
8. Suspender la carga al cliente, desde el Breaker principal o disyuntor.
9. Desconectar las líneas de salida del medidor (carga del cliente), marcando y aislando cada una de ellas. Ubicarlas en un sitio donde no pueden causar cortocircuito o choque eléctrico.
10. Verificar marcha en vacío del medidor con solo tensión.
 - En el medidor electromecánico; el disco no debe girar (se estabiliza en un punto).
 - En el medidor electrónico no debe registrar más de un pulso.
11. Conectar la carga externa a la salida del medidor; verificar conexión de entrada; conectar firmemente el medidor según diagrama; usar un destornillador para el tipo de tornillo.
12. Poner en operación la carga externa con cables aislados para 600 V, a fin de evitar cortocircuitos y/o quemaduras.
13. Medir la tensión con la pinza Voltiamperimétrica. Registrar la lectura en la orden de inspección.

- 14.** Medir la corriente con la pinza Voltiamperimétrica. Registrar la lectura en la orden de inspección. Verificar durante toda la prueba la estabilidad de la corriente.
- 15.** Tomar la lectura inicial del registrador. Iniciar la prueba del medidor al pasar la marca del disco frente al operador, así:
 - a.** Para cargas pequeñas de 1 A o 100 W el disco debe dar por lo menos una vuelta completa.
 - b.** Tomar la lectura del tiempo en segundos, número de vueltas, la constante del medidor (K) y registrar en la orden de inspección.
- 16.** Se puede realizar el cálculo por potencias, o directamente con la fórmula del tiempo real o teórico.
 - Cálculo por potencias:
 - a.** Calcular la potencia, con los valores de tensión y corriente, con factor de potencia = 1.0.
 - 1.** $P_m = V \times I = \text{Vatios} = \text{Potencia medida.}$
 - 2.** Para sistema monofásico trifilar (a tres hilos) 120/240 V, sistema trifásico 3x127/220 V ó 3x120/208 V, el cálculo de la potencia medida es la suma de las potencias de cada fase.

$$P_m = (V_R - n \times I_R) + (V_S - n \times I_S) = \text{Vatios}$$

$$P_m = (V_R - n \times I_R) + (V_S - n \times I_S) + (V_T - n \times I_T) = \text{Vatios}$$
 - b.** Calcular la potencia estimada con el registro del medidor, así:
 - 1.** N = número de vueltas o pulsos del medidor definidos para la prueba-
 - 2.** T_m = Tiempo registrado por el cronómetro en segundos, que demora el disco en dar los giros o el led los pulsos.
 - 3.** K_d: Constante según la norma IEC para los medidores en revoluciones/kWh o pulso/Kh.
 - 4.** K_h: Constante según la norma ANSI para los medidores en Wh/rev vatios hora por revolución, o Wh/p vatio hora por pulso.
 - 5.** 3600 = Cantidad de segundos que contiene una hora como referencia del valor instantáneo. Aplicación de la fórmula:

Cuando el medidor presenta la constante K_d:

$$\text{Potencia Calculada (Pc)} = \frac{3600 \times n \times 1000}{T_m \times K_d}$$

Cuando el medidor presenta la constante Kh:

$$\text{Potencia Calculada (Pc)} = \frac{3600 \times Kh \times n}{Tm}$$

- Directamente por tiempo real o teórico:

Cuando el medidor presenta la constante Kd:

$$Tt = \frac{3600 \times n \times 1000}{V \times I \times Kd}$$

Cuando el medidor presenta la constante Kh:

$$Tt = \frac{3600 \times Kh \times n}{V \times I}$$

Cuando externamente se hace incrementar la corriente 20 veces por medio de una bobina, la fórmula que utiliza la empresa eléctrica regional del sur es:

$$Tt = \frac{72 \times Kh \times n}{V \times I \times 0,001}$$

17. Calcular el error:

$$\%Error = \frac{\text{Tiempo teórico} - \text{Tiempo medido}}{\text{Tiempo medido}} \times 100$$

$$\%Error = \frac{Tt - Tm}{Tm} \times 100$$

Ó

$$\%Error = \frac{\text{Potencia Calculada} - \text{Potencia medida}}{\text{Potencia medida}} \times 100$$

$$\%Error = \frac{Pc - Pm}{Pm} \times 100$$

18. Cuando los errores no cumplen lo exigido por la Empresa Eléctrica, se procede según las políticas de la Empresa, las mismas que se describen en el capítulo V de esta tesis.

19. Apagar la carga externa; desconectar las líneas de carga.

20. Comprobar retiro de herramientas, equipos y materiales para evitar daños por explosión o cortocircuito.

21. Reconectar el circuito de la carga del cliente. Identificar cada línea.

22. Normalizar el servicio desde el Breaker o disyuntor, informar al cliente.

III.3.1 Revisión del medidor con el equipo de medición ZERA MT300.

Los pasos que se deben seguir utilizando el equipo Zera son los siguientes:

1. Verificar el buen estado y eficacia de los elementos de protección personal.
2. Inspeccionar el sitio de trabajo, para identificar anomalías de medida, peligros de caída, choque eléctrico, vibraciones, ruido, humedad y altas temperaturas; para lo cual siempre se debe trabajar en espacios con buena iluminación.
3. Usar las herramientas de mano estrictamente bajo las especificaciones de diseño, para evitar lesiones por uso impropio o inseguro de ellas.
4. Usar solamente herramientas aisladas para el trabajo con electricidad.
5. Usar protección visual y guantes tipo ingeniero, para inspeccionar la condición físicas del medidor, a saber:
 - a. Tapa principal o cubierta: que no este rota, sin agregados externos, agua, tierra, etc.
 - b. Integrador: que no este roto, suelto, sin dientes, desviado, con acumulador, cristalizados o calcinados los piñones.
 - c. Tapa bornera: que no este quemada, suelta o faltante.
6. Anotar si existe alguna anomalía que impida el registro normal de la medida, informar al cliente y proceder a normalizar con un nuevo medidor.
7. Revisar las conexiones del medidor, sin hallar líneas que puedan causar cortocircuitos. Usar durante este proceso protección visual y guantes dieléctricos para 1000 V.
8. Colocar el equipo ZERA en un lugar seguro, para evitar que se caiga el equipo y se produzcan daños en el mismo tal y como se indica en el Grafico III.3.1.
9. Conectar el equipo a su alimentación y los cables de salida según lo establece las características del equipo, no se necesita desconectar el disyuntor ya que el equipo trabaja con la carga del cliente.
10. Si el disco no se encuentra girando, conectar la carga externa a la salida del medidor, verificar conexión de entrada; conectar firmemente el medidor según diagrama; usar un destornillador para el tipo de tornillo.
11. Poner en operación la carga externa con cables aislados para 600 V, a fin de evitar cortocircuitos y/o quemaduras.
12. Tomar la lectura inicial del registrador.

13. El error da directamente el equipo, pero para eso debemos saber la programación del equipo en la medida del error.
14. Cuando los errores no cumplen lo exigido por la Empresa Eléctrica, se procede según las políticas de la Empresa.
15. Comprobar retiro de herramientas, equipos y materiales para evitar daños por explosión o cortocircuito.
16. Reconectar el circuito de la carga del cliente. Identificar cada línea.
17. Normalizar el servicio desde el Breaker o disyuntor, informar al cliente.

La carga externa será una resistencia de 100 W por fase, para alimentación monofásica a 110 V, Monofásica a 240 V, y Trifásica a 208 V, con protección termomagnética, encerrada en caja protegida contra la intemperie, ventilada y con seguridad para el operador.

El error de 1 segundo en 60 segundos, representa una desviación del 1,67% en el valor real de la energía medida y si el error está en el número de vueltas (n), la energía medida se verá afectada en un porcentaje muy alto.

En el grafico III.3.1 se indica el diagrama de conexión para contrastar.

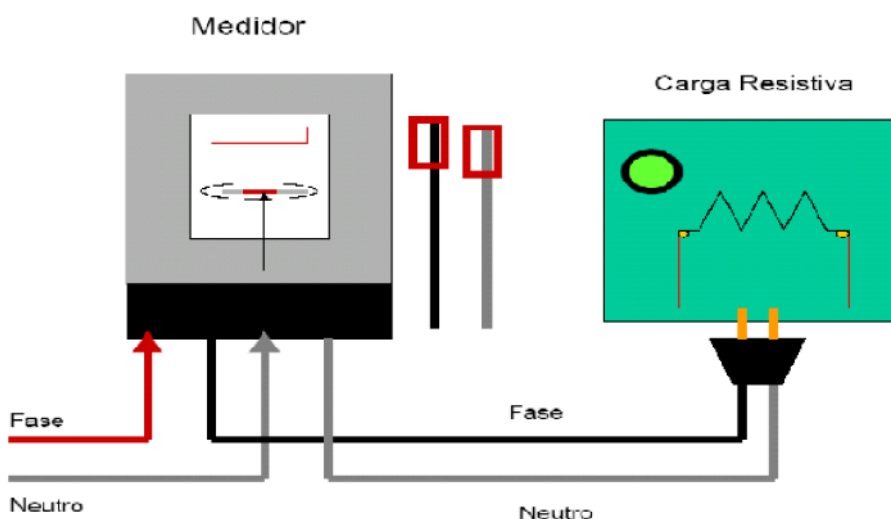


Gráfico III.3.1 Diagrama de conexión para contrastar

En el ANEXO 3 se adjunta una descripción general, características, funciones y datos técnicos del equipo ZERA MT300.

III.4 Inspecciones y mediciones

Para las inspecciones y mediciones, se ha empleado muestras siguiendo una secuencia usuario por usuario, para anotar los datos del medidor y las mediciones realizadas se va ha empleado un formato donde indique los datos necesarios del medidor tales como nombre del usuario, dirección, voltaje, corriente, factor, etc.

Para mayor facilidad de medición del error se empleo el equipo de la EERSSA el mismo que entrega la medida de manera directa. Es por esto que en algunas hojas de inspección se ha precedido a registrare el valor medido del error de manera directa.

III.4.1 Formato de la hoja de inspección

Para la inspección se selecciona un formato en el cual servirá como base para el levantamiento de datos del medidor de manera rápida los mismos que contienen : en la primera parte se tiene la fecha en que se realiza la revisión, el nombre del cliente, la dirección en la que se encuentra el medidor, el Barrio, el contrato que es como una matricula o suministro que la empresa le da al cliente, la tarifa si es residencial para uso del hogar, residencial tercera edad, comercial para tiendas, , la cuenta que es la que indica la sectorización del cliente o el lugar donde se encuentra el medidor.

Fecha: __12-01-2008__
Nombre del cliente: __ACOSTA NARVAEZ ADRIANO HONORAT__
Dirección: __Pujilí 1382 y Gran Colombia __
Contrato: __110119402__
Barrio: __Cdra. Fabiola__
Tarifa: __RESIDENCIAL__
Cuenta: __LJ 6-14-46-300__

En la segunda parte se tiene los datos que indicara el medidor en su placa característica, los cuales son, el número de medidor y de fábrica, el tipo del medidor si es monofásico, bifásico o trifásico, la marca del medidor, en la Empresa Eléctrica Regional del Sur las marcas más comunes encontradas en el campo son:

- Fae, Ciecsa, Conteleca, Schlumberger, Fuji, UHER, Sedco, Westinghouse, Osaki, Aem, Star, Galileo, General Electric, ABB, Elster.

En la segunda parte también se encuentra el N° de Esferas o cifras lo cual significa cuantos dígitos tiene el contador del medidor por ejemplo 5,1 expresaría que tiene 5 enteros y un decimal, la constante que tiene el medidor esta constante se visualiza en la placa característica y según la fabricación del medidor viene en Kh o Kd.

Esta constante indica el tiempo o número de revoluciones que da el disco para producir un 1 kWh, el tiempo para dar 1 giro completo varía según la constante que tenga cada medidor.

Medidor	Constante
Fae	1.8 wh/rev
Ciecsa	360 rev/kWh
Conteleca	1.8 wh/rev
Schlumberger	1.8 wh/rev
Fuji	1000 rev/kWh
UHER	1000 rev/kWh
Sedco	200 rev/kWh
Westinghouse	1.8 rev/kWh
Osaki	666.66 rev/kWh
Aem	1000 rev/kWh
Star	1600 rev/kWh
Galileo	240 rev/kWh
General Electric	1.8 wh/rev
ABB	1.8 wh/rev
Elster	1600 rev/kWh



Foto III.4.1 Fotografía de un medidor y su placa de características

Para la revisión de lecturas se ingresa la información al sistema, la corriente Nominal y Máxima que puede soportar el medidor que nos indica en la placa característica, y el voltaje al cual se deberá conectar al medidor.

MEDIDOR

N° Medidor/Fábrica:	<u>840266</u>	Tipo:	<u>1Ø</u>
Marca:	<u>Fuji</u>	N° Esferas:	<u>4,1</u>
Constante:	<u>1000 rev/Kwh</u>	Lectura:	<u>9670,3</u>
Corriente Nominal / Máxima (A)	<u>10/30</u>	Voltaje (V):	<u>120</u>

En la tercera parte se tiene los datos de sellos que encontremos en el campo y su respectivo color tanto en la cubierta y en la bornera y si se encuentra alguna infracción en los sellos hay que reportar a la Empresa.

SELLOS

N° Sellos Anteriores	Cubierta	<u></u>	Color:	<u></u>
	Bornera	<u>94248</u>	Color:	<u>Amarillo</u>
N° Sellos Actuales	Cubierta	<u></u>	Color:	<u></u>
	Bornera	<u>74154</u>	Color:	<u>Amarillo</u>



Foto III.4.2 Sellos de seguridad

En el capítulo IV se especifica de una manera más detallada las mediciones realizadas en el campo al medidor, como son las constantes, el voltaje, la corriente, el número de giros o pulsos que da el disco del medidor para tener el tiempo medido, y según fórmula calcular el tiempo teórico, con estos dos tiempos se calculará el porcentaje de error que tiene cada medidor.

MEDICIONES REALIZADAS

	UN.	FASE 1	FASE 2	FASE 3	PROMEDIO
Kh	(wh/rev)				
Kd	(rev/kwh)				
Potencia	(W)				
Voltaje	(V)	123,6			
Corriente	(A)	15,94			
Giros		1			
Tiempo Teórico	(seg)	36,54			
Tiempo Medido	(seg)	36,10			
Error	(E%)	1,23			



Foto III.4.3 Medición de parámetros del medidor

En la quinta parte se tiene un listado de novedades que se obtiene en cada medidor las cuales son:

NOVEDADES:

Nº	DESCRIPCIÓN	Cantidad
1	Falta sellos	
2	Puentes en el medidor	
3	Servicio a terceros	
4	Cambio tipo de servicio	
5	Conexión directa	
6	Cambio de medidor	
7	Falta cubrebornera	
8	Cambio de acometida	
9	Colocar Tablero	-----
10	Futuro cambio de medidor	-----
11	Medidor obsoleto o antiguo	-----

En la sexta parte el personal responsable que realizo el trabajo.

PERSONAL RESPONSABLE: ____Paúl Quishpe, Danny Tapia____

En la séptima parte las observaciones que se tiene para cada medidor, tanto las que diga el usuario como las que se encuentran en el campo.

OBSERVACIONES: __Medidor de Bajo Amperaje, Notificado para colocar tablero

Los datos de los medidores revisados se especifican en el ANEXO 4.

CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS E IDENTIFICACIÓN DE LAS FORMAS DE CONTRAVENCIÓN MÁS COMUNES

En la investigación que se realiza tomando en cuenta los aspectos de planificación y toma de muestras, se procede a mencionar los diferentes aspectos y resultados que se han obtenido de dicha investigación. Para esto se menciona que tipo de contravención es la más común y que otro tipo de contravenciones existen en la muestra tomada.

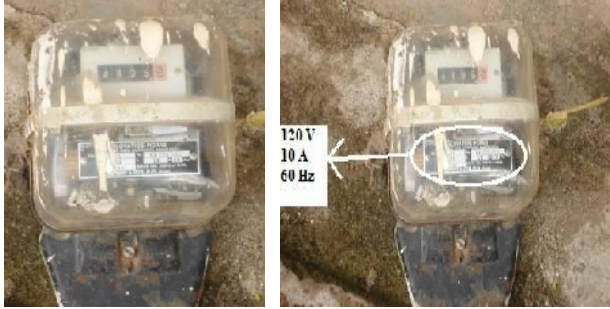

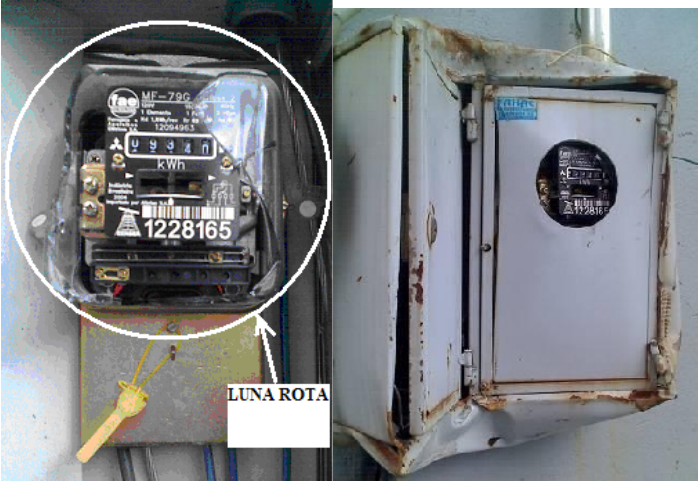
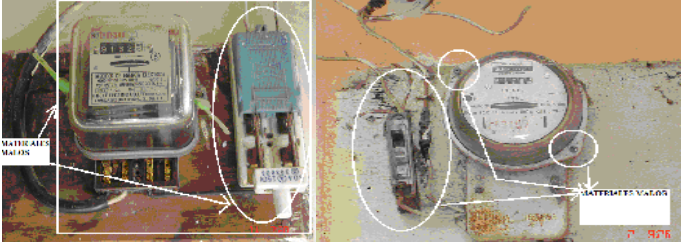

IV.1 Análisis de resultados

De las muestras antes mencionadas se muestra el cuadro IV1.1, donde se resume los resultados que se obtuvo de las inspecciones realizadas.



Zona y Sector	Medidores Descalibrados	Medidores Con Novedad	Medidores con Infracción	Medidores en Buen Estado	Total de Medidores Revisados
LJ 6-12	7	68	3	278	356
LJ 6-14	7	39	0	206	252
LJ 6-19	1	11	0	72	84
LJ 7-02	1	23	2	110	136
Total	16	141	5	666	828

Cuadro IV1.1 Resumen de medidores con novedades en diferentes sectores

La mayoría de órdenes de inspección que se tiene dentro de los cuatro grupos de muestra son para restitución o cambio de medidores por varios motivos, las novedades más comunes encontradas en medidores se indican en el cuadro IV.1.2 con los respectivos registros fotográficos.

NOVEDAD ENCONTRADA	REGISTRO FOTOGRÁFICO
Medidores de Bajo Amperaje.	
Medidores Antiguos u Obsoletos	
Medidores destruidos por un agente externo (golpe, caída, etc.)	
Medidores con materiales malos.	
Medidores con la chumacera calcinada	

Cuadro IV.1.2-1Novedades más comunes encontradas en medidores

NOVEDAD ENCONTRADA	REGISTRO FOTOGRÁFICO
Medidores con Bornera Recalentada o quemada	
Medidores descalibrados con sellos buenos	

Cuadro IV.1.2-2 Novedades más comunes encontradas en medidores

Los medidores con novedades mencionadas anteriormente se los cambia sin costo al usuario, a costo de la Empresa, lo único que se le cobra al usuario son materiales de instalación en cargo fijo como: Breaker, caja metálica, conductor, tornillos, cable de acometida concéntrico.

Entre las contravenciones más importantes encontradas tenemos:

- Conexión directa desde la Acometida.
- Puentes desde la bornera del medidor, antes del Breaker.
- Manipulación del medidor.
- Golpe al medidor para frenarlo de forma intencional.

IV.2 Identificación de las infracciones

La infracción que se ha identificado en las inspecciones es el robo de energía eléctrica. En las hojas de control de pérdidas no técnicas que se indican a continuación se detalla el informe de inspección, estado del medidor, sellos, las novedades, personal responsable y las observaciones correspondientes si amerita el caso.

CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

INFORME DE INSPECCIÓN

Fecha: _17-03-2009_
Nombre del cliente: _____ LEON NICANOR _____
Dirección: _Av. Gran Colombia 0875 _____ **Contrato:** _110119221_____
Barrio: _____ CDLA. FABIOLA _____
Tarifa: _COM_____ **Cuenta:** _LJ61268500_____

MEDIDOR

N° Medidor/Fábrica: _1211175/11426347_____ **Tipo:** _1Ø _____
Marca: _____ Fae _____ **N° Esferas:** _5 _____
Constante: _1.8_____ **Lectura:** _15960_____
Corriente Nominal / Máxima (A) _15 / 100_____ **Voltaje (V):** _120_____

SELLOS

N° Sellos Anteriores Cubierta _144374 / 73_____ **Color:** _____ BLANCOS _____
 Bornera _18366_____ **Color:** _____ AZUL _____
N° Sellos Actuales Cubierta _____ **Color:** _____
 Bornera _____ **Color:** _____

MEDICIONES REALIZADAS

	UN.	FASE 1	FASE 2	FASE 3	PROMEDIO
Kh	(wh/rev)				
Kd	(rev/kwh)				
Potencia	(W)				
Voltaje	(V)				
Corriente	(A)				
Giros					
Tiempo Teórico	(seg)				
Tiempo Medido	(seg)				
Error	(E%)	1,3			

NOVEDADES:

1	Falta sellos	
2	Puentes en el medidor	
3	Servicio a terceros	
4	Cambio tipo de servicio	
5	Conexión directa	
6	Cambio de medidor	
7	Falta cubrebornera	
8	Cambio de acometida	
9	Colocar Tablero	
10	Futuro cambio de medidor	
11	Medidor obsoleto o antiguo	

PERSONAL RESPONSABLE: _Paúl Quishpe, Danny Tapia _____

OBSERVACIONES: _CONEXIÓN DIRECTA DESDE LA ACOMETIDA CON
 _CABLE # 10 SÓLIDO, MATERIALES MALOS FOTOS
 _IV.2.1, IV.2.2.



FOTO IV.2.1. Conexión directa desde la Acometida.



FOTO IV.2.2. Conexión Directa desde la Acometida

CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

INFORME DE INSPECCIÓN

Fecha: _18-12-2008_
Nombre del cliente: _CEVALLOS CORONEL CARLOS ROBERTO_
Dirección: _Machala y Av. Gran Colombia_ **Contrato:** _110149801_
Barrio: _CDLA. DEL MAESTRO II_
Tarifa: _RESIDENCIAL_ **Cuenta:** _LJ 61201150_

MEDIDOR

Nº Medidor/Fábrica: _29301 / 202392_ **Tipo:** _2Ø_
Marca: _Fae_ **Nº Esferas:** _5_
Constante: _7,2_ **Lectura:** _13849_
Corriente Nominal / Máxima (A) _15 / 120_ **Voltaje (V):** _120_

SELLOS

Nº Sellos Anteriores Cubierta _163256 / 57_ **Color:** _BLANCOS_
Bornera _33137_ **Color:** _ROJO (ROTO)_
Nº Sellos Actuales Cubierta _____ **Color:** _____
Bornera _____ **Color:** _____

MEDICIONES REALIZADAS

	UN.	FASE 1	FASE 2	FASE 3	PROMEDIO
Kh	(wh/rev)				
Kd	(rev/kwh)				
Potencia	(W)				
Voltaje	(V)				
Corriente	(A)				
Giros					
Tiempo Teórico	(seg)				
Tiempo Medido	(seg)				
Error	(E%)				-43,99 %

NOVEDADES:

1	Falta sellos	
2	Puentes en el medidor	
3	Servicio a terceros	
4	Cambio tipo de servicio	
5	Conexión directa	
6	Cambio de medidor	
7	Falta cubrebornera	
8	Cambio de acometida	
9	Colocar Tablero	
10	Futuro cambio de medidor	
11	Medidor obsoleto o antiguo	

PERSONAL RESPONSABLE: _Paúl Quishpe, Danny Tapia_

OBSERVACIONES: PUENTES EN LA BORNERA PARA LOS DOS GRUPOS DE FASES EN LA ENTRADA Y SALIDA DEL MEDIDOR CON CABLE VERDE Y ROJO # 10 SÓLIDO, BORNERA DEL MEDIDOR RECALENTADA POR MANIPULACIÓN DE PUENTES EN LA BORNERA, CAMBIO DE MEDIDOR, FOTOS IV.2.3, IV.2.4, _____

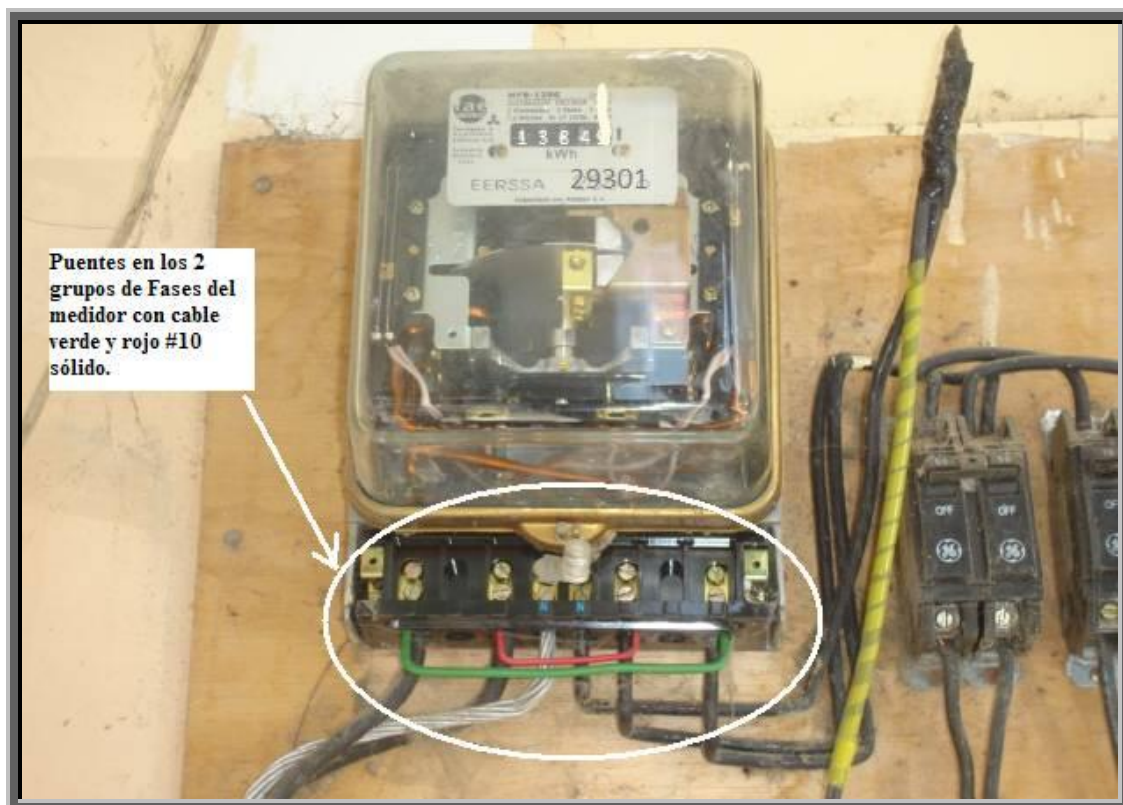


Foto IV.2.3. Puentes en el medidor.

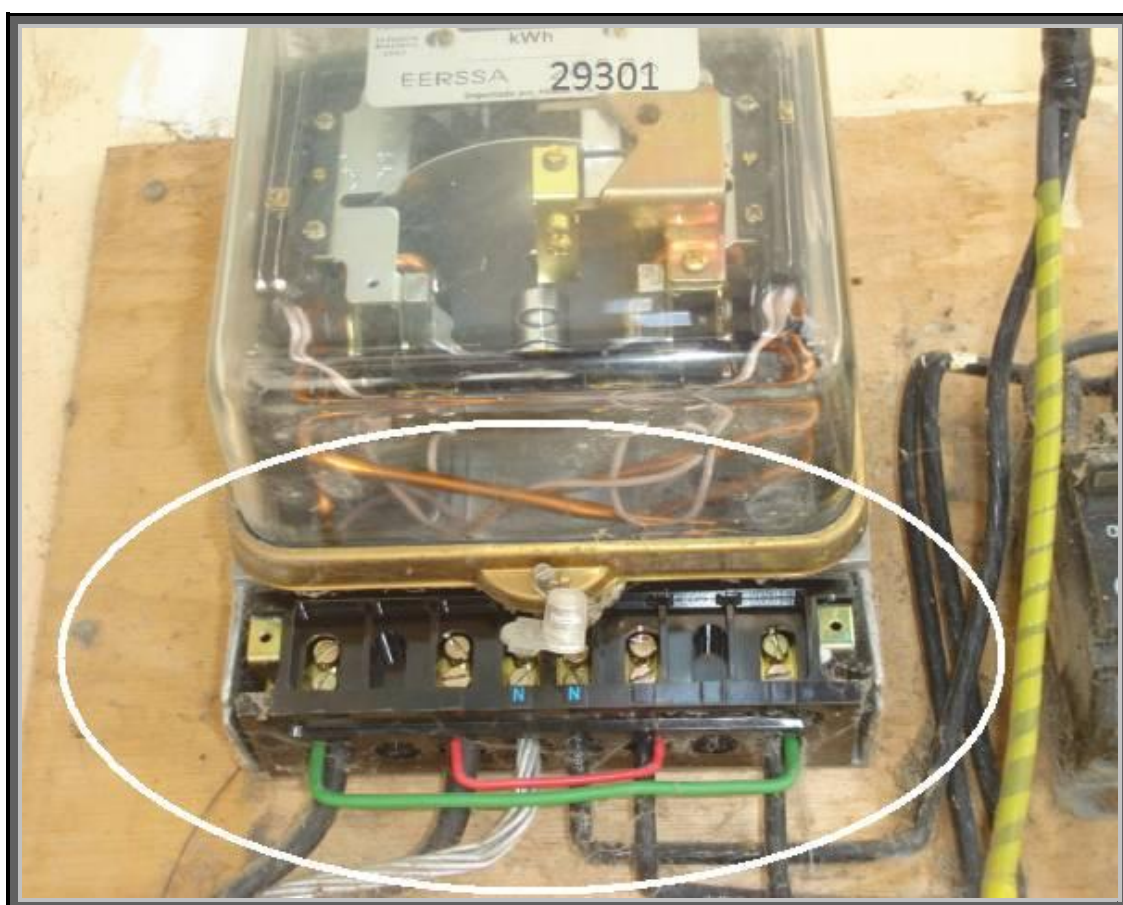


Foto IV.2.4. Puentes en el medidor.

CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

INFORME DE INSPECCIÓN

Fecha: _08-01-09_____
Nombre del cliente: _____
Dirección: _Av. Cuxibamba y Riobamba_____
Contrato: _110119410_____
Barrio: _CDLA. FABIOLA_____
Tarifa: _RESIDENCIAL_____
Cuenta: _LJ 6 14 48 250_____

MEDIDOR

Nº Medidor/Fábrica: _20904_____
Tipo: _2Ø_____
Marca: _GAL_____
Nº Esferas: _6_____
Constante: _240_____
Lectura: _104241_____
Corriente Nominal / Máxima (A): _15 / 60_
Voltaje (V): _240_____

SELLOS

Nº Sellos Anteriores Cubierta _AMARILLO/PLOMO/PLOMO_____
Bornera _61695_____
Color: _AMARILLO_____
Nº Sellos Actuales Cubierta _____
Color: _____
Bornera _____
Color: _____
Tablero _____
Color: _____

MEDICIONES REALIZADAS

	UN.	FASE 1	FASE 2	FASE 3	PROMEDIO
Voltaje	(V)				
Corriente	(A)				
Tiempo Teórico	(seg)				
Tiempo Medido	(seg)				
Error	(E%)				-100 %

NOVEDADES:

1	Falta sellos	
2	Puentes en el medidor	
3	Servicio a terceros	
4	Cambio tipo de servicio	
5	Conexión directa	
6	Cambio de medidor	
7	Falta cubrebornera	
8	Cambio de acometida	
9	Colocar Tablero	
10	Futuro cambio de medidor	
11	Medidor obsoleto o antiguo	

PERSONAL RESPONSABLE: _Paúl Quishpe, Danny Tapia_____

OBSERVACIONES: _CARCAZA HUNDIDA, DISCO TRABADO_____
 _CAMBIO DE MEDIDOR A COSTO DEL CLIENTE_____
 _CAMBIO DE TARIFA DE RES. A COM._____
 _FOTO IV.2.5, IV.2.6._____



FOTO IV.2.5. Carcasa Hundida



FOTO IV.2.6. Carcasa Hundida

IV.3 Evaluación técnica de las infracciones más comunes

La evaluación técnica de las infracciones se verá reflejada en el cálculo técnico de las infracciones cometidas por el usuario, es decir los kilovatios-hora no registrados al momento de facturar.

Para las infracciones y sanciones al consumidor o cliente, el distribuidor o Empresa Eléctrica tiene la facultad para sancionar al cliente previa aprobación del contrato de suministro del servicio eléctrico, cuyo modelo será aprobado por el CONELEC, estas infracciones y sanciones al consumidor están previstas en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (L.R.S.E).

IV.3.1 Cálculo que realiza la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

Para el cálculo de promedio por consumos se realiza un seguimiento de las lecturas de los siguientes tres o cuatro meses, a partir de la novedad al medidor, con estas lecturas se calcula el consumo en kWh que tiene cada mes y se saca un promedio de los tres o cuatro meses de consumo después de la infracción.

Ejemplo.

Medidor N°: 1324314

Marca: Fae

Tipo: AM

Si la novedad se encontró en marzo del 2009:

Seguimientos después del cambio.

Meses	Consumo (kWh)	Días
mar-09	145	31
abr-09	159	30
may-09	152	31
jun-09	147	30
Total	603	122
Promedio	151	30,5

Cuadro IV.3.1.1 Seguimientos consumo después del cambio de medidor.

El cálculo de la energía no facturada se realiza desde el periodo en que el medidor dejó de funcionar correctamente o existe una anomalía al medidor hasta el mes en que se encuentra el daño al medidor o la contravención.

Este cálculo se realiza hasta por el período máximo de 12 meses de acuerdo a lo que establece la ley de régimen del sector eléctrico (LRSE), si se verifica que existe infracción o el medidor estuvo dañado por este período o es mayor al mismo.

Por ejemplo si se encuentra el daño del medidor o la contravención en marzo del 2009 y mediante datos del sistema se verifica que el medidor dejó de funcionar correctamente desde el mes de diciembre del 2008, el cálculo se realiza desde diciembre del 2008 a febrero del 2009.

La refacturación se realiza obteniendo el consumo de cada mes anterior al cambio de medidor o tiempo de contravención máximo hasta los doce meses, se calcula la diferencia entre el promedio de los seguimientos y el consumo por cada mes anterior a la fecha de la novedad y se obtiene el consumo que no ha sido facturado, a cada resultado de la diferencia se suma y se obtiene el total de energía no facturada durante el tiempo de daño al medidor.

Consumo de cada mes, durante el tiempo anterior a la novedad encontrada.

Mes	Consumo antes del cambio (kWh)
dic-08	2
ene-09	0
feb-09	0

Cuadro IV.3.1.2 Consumo antes del cambio de medidor

El promedio de los cuatro meses es 151 kWh.

El consumo de kWh de 1 día es:

$$\text{Consumo de 1 día} = \frac{\text{promedio de seguimiento}}{\text{días de 1 mes}} = \frac{151 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 5,025 \text{ kWh/día}$$

$$cte = \frac{365 \text{ días del año}}{12 \text{ meses}} = 30,42$$

Consumo de kWh en 1 mes = consumo de kWh en 1 día x cte

$$= 5,025 \times 30,42$$

$$= 153 \text{ kWh}$$

Diferencia entre el promedio de los seguimientos o cálculo con la fórmula y el consumo de cada mes.

Mes	Consumo antes del cambio (kWh)	Cálculo después del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
dic-08	2	153	151
ene-09	0	153	153
feb-09	0	153	153
		Total	457

Cuadro IV.3.1.3 Cálculo del perjuicio

Total de energía no facturada durante el tiempo de novedad encontrada:

Total de energía no facturada = 457 kWh.

Si el servicio eléctrico se encuentra con contravención, al usuario se le cobra una multa que equivale al 300% del valor de la reliquidación del último mes de consumo, anterior a la determinación de la contravención, este cálculo se realiza en el análisis económico.

IV.3.2 Cálculo modificado que debería de hacerse.

Seguimientos después del cambio.

Meses	Consumo (kWh)	Días
mar-09	145	31
abr-09	159	30
may-09	152	31
jun-09	147	30
Total	603	122
Promedio	151	30,5

Cuadro IV.3.2.1 Seguimientos consumo después del cambio de medidor.

El promedio por día es:

$$\begin{aligned}
 &= \frac{\text{Consumo Total}}{\# \text{ Días}} \\
 &= \frac{603 \text{ kWh}}{122 \text{ días}} \\
 &= 4,94 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}
 \end{aligned}$$

Cálculo nuevo mensual

Meses	Promedio por día (kWh)	Días	Cálculo nuevo mensual (kWh)
dic-08	4,94	31	153
ene-09	4,94	31	153
feb-09	4,94	28	138

Cuadro IV.3.2.2 Calculo nuevo mensual

Perjuicio

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
dic-08	153	2	151
ene-09	153	0	153
feb-09	138	0	138
		Total:	442

Cuadro IV.3.2.3 Calculo del perjuicio

Total de energía no facturada durante el tiempo de novedad encontrada:

Total energía no facturada = 442 kWh.

IV.3.3 Evaluación técnica de la infracción 1

PARTE OPERATIVA

DATOS GENERALES:

Fecha: 17-03-2009

Cuenta: LJ 6 12 68 500

Nº Medidor/Fábrica: 1211175 / 11426347 **Tipo:** 1Ø

Marca: FAE

Personal Responsable: Paúl Quishpe, Danny Tapia

RAZÓN: Conexión directa desde la acometida hacia la carga con conductor #12 sólido.

ACTIVIDAD QUE SE REALIZÓ: Se procedió a retirar la conexión directa que iba a la acometida y a retirar el medidor para llevarlo al taller de la EERSSA con lo que posteriormente se realizó el cambio de medidor a costo de la empresa eléctrica.

PARTE TÉCNICA

Para el análisis técnico se utilizó datos estadísticos anteriores de medición que se almacenan en la base de datos de la EERSSA para el medidor en análisis.

Según los datos del sistema se puede verificar que el usuario tuvo esta conexión desde los meses de enero del 2009 a marzo del 2009.

La contravención y el cambio de medidor es en marzo del 2009, por lo tanto los seguimientos están desde abril del 2009.

Mediciones antes de cambiar el medidor

Mes	Consumo kWh	Días
Ene-09	77	31
Feb-09	0	28
Mar-09	96	31
Total	166	90

Cuadro IV.3.3.1 Consumos antes del cambio de medidor

Mediciones después del cambio de medidor

Meses	Consumo (kWh)	Días
Abr-09	157	30
may-09	227	31
Total	384	61

Cuadro IV.3.3.2 Consumos después del cambio de medidor

CALCULO DE LA EMPRESA

RELIQUIDACIÓN

DESPUÉS DEL CAMBIO DEL MEDIDOR

Promedio de seguimiento: 192 kWh

El consumo de kWh de 1 día es:

$$\text{Consumo de 1 día} = \frac{\text{promedio de seguimiento}}{\text{días de 1 mes}} = \frac{192 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 6,4 \text{ kWh/día}$$

Constante para el cálculo de la energía no facturada en un mes:

$$ctte = \frac{365 \text{ días del año}}{12 \text{ meses}} = 30,42$$

Consumo de kWh en 1 mes = consumo de kWh en 1 día x ctte

$$\begin{aligned} &= 6,4 \times 30,42 \\ &= 195 \text{ kWh} \end{aligned}$$

ANÁLISIS TÉCNICO FINAL:

El perjuicio que se obtiene durante el tiempo de contravención es el siguiente:

Mes	Cálculo después del cambio (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
ene-09	195	77	118
feb-09	195	0	195
mar-09	195	96	99
Total			412

Cuadro IV.3.3.3 Cálculo del perjuicio.

CÁLCULO MODIFICADO QUE DEBERIA DE HACERSE

El promedio por día es:

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{Consumo Total}}{\# \text{ Días}} \\ &= \frac{384 \text{ kWh}}{61 \text{ días}} \\ &= 6,30 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \end{aligned}$$

Cálculo nuevo mensual

Meses	Promedio por día (kWh)	Días	Cálculo nuevo mensual (kWh)
ene-09	6,30	31	195
feb-09	6,30	28	176
mar-09	6,30	31	195

Cuadro IV.3.3.4 Calculo nuevo mensual

PERJUICIO

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
ene-09	195	77	118
feb-09	176	0	176
mar-09	195	96	99
		Total:	393

Cuadro IV.3.3.5 Calculo del perjuicio

IV.3.4 Evaluación técnica de la infracción 2

PARTE OPERATIVA

DATOS GENERALES:

Fecha: 23-01-2009

Cuenta: LJ61201150

Nº Medidor/Fábrica: 202392 **Tipo:** 2Ø

Marca: FAE

Personal Responsable: Paúl Quishpe, Danny Tapia

RAZÓN: Puente en la bornera del medidor con puente mediante cable sólido.

ACTIVIDAD QUE SE REALIZO: Se procedió a retirar el medidor para llevarlo al taller de la EERSSA y posteriormente se realizó el cambio de medidor a costo del cliente.

PARTE TÉCNICA

Para el análisis técnico se utilizaron datos estadísticos anteriores de medición que se almacenan en la base de datos de la EERSSA para el medidor en análisis.

Según los datos del sistema se puede verificar que el usuario tuvo esta conexión desde los meses de febrero del 2008 a enero del 2009.

Mediciones antes de cambiar el medidor

Meses	kWh	Días
feb-08	295	29
mar-08	302	31
abr-08	319	30
may-08	301	31
jun-08	257	30
jul-08	268	31
ago-08	290	31
sep-08	326	30
oct-08	311	31
nov-08	302	30
dic-08	449	31
23-ene-09	204	23

Cuadro IV.3.4.1 Consumos antes del cambio de medidor

Mediciones después del cambio de medidor

Meses	Lectura (kWh)	Días
23-ene-09	-	8
feb-09	-	28
a 30-mar-09	1106	30

Cuadro IV.3.4.2 Lectura de seguimiento

Para el cálculo, se utilizara los datos anteriores al cambio comprendido entre los meses de febrero de 2008 a enero de 2009.

Lectura de seguimiento: 1106 kWh

Días de seguimiento de lectura:

Enero el medidor se cambia el 23 hasta que se cumpla el mes serian: 8 días

Febrero: 28 días

Marzo: 30

Total: 66

CALCULO DE LA EMPRESA

RELIQUIDACIÓN

DESPUÉS DEL CAMBIO DEL MEDIDOR

El consumo de kWh de 1 día es:

$$\text{Consumo de 1 día} = \frac{\text{lectura de seguimiento}}{\text{días de medición}} = \frac{1106 \text{ kWh}}{66 \text{ días}} = 16,758 \text{ kWh/día}$$

$$ctte = \frac{365 \text{ días del año}}{12 \text{ meses}} = 30,42$$

Consumo de kWh en 1 mes = consumo de kWh en 1 día x ctte

$$= 16,758 \times 30,42$$

$$= 509 \text{ kWh}$$

ANÁLISIS TÉCNICO FINAL:

El perjuicio que se obtiene durante el tiempo de contravención es el siguiente:

PERJUICIO (kWh) = Es la diferencia entre el cálculo después del cambio de medidor y el consumo antes del cambio en kWh, la diferencia se la realiza de cada mes antes del cambio. En el cuadro IV.3.4.3 se observara el cálculo del perjuicio en el programa con el que cuenta la Empresa

Meses	Cálculo después del cambio (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
feb-08	509	295	214
mar-08	509	302	207
abr-08	509	319	190
may-08	509	301	208
jun-08	509	257	252
jul-08	509	268	241
ago-08	509	290	219
sep-08	509	326	183
oct-08	509	311	198
nov-08	509	302	207
dic-08	509	449	60
ene-09	509	204	305
		Total:	2484

Cuadro IV.3.4.3 Cálculo del perjuicio en el programa con el que cuenta la Empresa Eléctrica (SISCOM).

CÁLCULO MODIFICADO QUE DEBERÍA HACERSE

El consumo de kWh de 1 día es:

$$\text{Consumo de 1 día} = \frac{\text{lectura de seguimiento}}{\text{días de medición}} = \frac{1106 \text{ kWh}}{66 \text{ días}} = 16,758 \text{ kWh/día}$$

El cálculo nuevo mensual se observa en el cuadro IV.3.4.4.

Meses	Consumo de 1 día (kWh)	Días	Cálculo nuevo mensual (kWh)
feb-08	16,758	29	486
mar-08	16,758	31	520
abr-08	16,758	30	503
may-08	16,758	31	520
jun-08	16,758	30	503
jul-08	16,758	31	520
ago-08	16,758	31	520
sep-08	16,758	30	503
oct-08	16,758	31	520
nov-08	16,758	30	503
dic-08	16,758	31	520
23-ene-09	16,758	23	385

Cuadro IV.3.4.4 Calculo nuevo mensual

PERJUICIO (kWh) = Es la diferencia entre la multiplicación del cálculo diario de kWh no facturados por el número de días de cada mes en el cual duro la contravención antes del cambio de medidor y el consumo durante el tiempo de contravención.

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
feb-08	486	295	191
mar-08	520	302	218
abr-08	503	319	184
may-08	520	301	219

Cuadro IV.3.4.5-1 Calculo del perjuicio

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
jun-08	503	257	246
jul-08	520	268	252
ago-08	520	290	230
sep-08	503	326	177
oct-08	520	311	209
nov-08	503	302	201
dic-08	520	449	71
ene-09	385	204	181
Total:			2379

Cuadro IV.3.4.5-2 Calculo del perjuicio

IV.4 Evaluación de los efectos económicos

La evaluación de los efectos económicos se derivan de la evaluación técnica de las infracciones, una vez que se ha realizado el cálculo de la energía no facturada en kWh se procede a realizar el cálculo económico mediante los cargos tarifarios estipulados por el CONELEC indicados en el cuadro IV.4.1 para determinar el beneficio, es decir el valor del kWh en los diferentes tipos de servicio Residencial, Comercial e Industrial. Además se considerara los costos que genera el cambio de medidor.

La Empresa Eléctrica tiene la facultad de sancionar al cliente por cometer infracciones al servicio eléctrico, estas sanciones son estipuladas por el CONELEC. El hurto o robo de energía es un delito, la cual faculta a la distribuidora a cobrar este delito en concepto de multa.

La manera en que se cobran estas multas según REGULACIÓN No. CONELEC-011/08 es la siguiente:

“Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectuaren conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las empresas distribuidoras, serán sancionados con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los siguientes pagos cuando correspondiere, previa determinación técnica:

- a) El monto resultante de la refacturación hasta por el período de doce meses;
- b) Las indemnizaciones establecidas en los respectivos contratos de suministros celebrados entre la empresa distribuidora y el cliente.

Para el caso en que los beneficiarios de la infracción sean personas jurídicas, serán personal y solidariamente responsables para el pago de la multa establecida en el inciso anterior, el representante legal y, o administrador de la empresa que hubiese permitido y, o participado en su ejecución.

Las personas responsables del cometimiento de estos actos, serán sancionados por el delito de hurto o robo, según corresponda, tipificados en el Código Penal.

Se les concede a las empresas distribuidoras en las que tenga participación el Estado, o cualquiera de sus instituciones, la jurisdicción coactiva para la recuperación de los valores establecidos en el presente artículo.

En el caso de las empresas distribuidoras privadas, la acción de cobro podrá ser mediante la vía verbal sumaria o ejecutiva, sin perjuicio a la suspensión del servicio a los deudores.”¹⁶

La Empresa Eléctrica mediante su programa y base de datos SISCOM tiene dos formas de cobrar la Energía no Facturada las cuales son:

¹⁶ <http://www.conelec.gov.ec/regulacionnº.conelec-011/08>

- **Refacturación:** Cuando no existe infracción al medidor, solo la energía no facturada.
- **Reliquidación:** Cuando existe infracción al medidor, la energía no facturada más la multa.

Una vez hecho el cálculo en dólares del kWh se emite la factura hacia el cliente, si la factura tiene un valor considerable el cliente puede solicitar a la empresa un pago de la factura en cuotas hasta 6 meses máximo previo autorización del Jefe inmediato.

Además para el análisis económico se considerará el costo que genera el medidor y el beneficio después de encontrar una infracción o cambiar un medidor.

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS PARA CONSUMOS
Resolución 107/08 del 12 de agosto 2008 CONELEC

RANGO DE CONSUMOS	ENERGÍA (USD/KWh)
CATEGORIA	RESIDENCIAL
NIVEL TENSION	BAJA Y MEDIA TENSION (BTCR)
0-50	0,081
51-100	0,083
101-150	0,085
151-200	0,087
201-250	0,089
251-300	0,091
301-350	0,093
351-400	0,095
Superior	0,095
CATEGORIA	GENERAL
NIVEL TENSION	GENERAL BAJA TENSION (BTCG)
	BAJA TENSION SIN DEMANDA (BTGSD)
	G1: COMERCIAL, ENTIDADES OFICIALES
0-300	0,072
Superior	0,083
	G2: INDUSTRIAL ARTESANAL
0-300	0,063
Superior	0,079
	G3: ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO
0-100	0,024
101-200	0,026
201-300	0,028
Superior	0,053
COMERCIALIZACIÓN USD/consumidor	
1,414	

Cuadro IV.4.1 Fuente: CONELEC, Cargos Tarifarios, 2008.

IV.4.1 COSTOS.¹⁷ Y BENEFICIOS

Los costos que se van a considerar son los generados por:

Materiales.

Mano de obra.

Depreciación del vehículo.

Depreciación de equipos y materiales.

Combustible.

Costos de Administración:

Mano de obra.

Papelería y útiles de oficina.

IV.4.1.1 Evaluación de efectos económicos para la infracción 1

IV.4.1.1.1 Costos

DATOS GENERALES:

Fecha: 08-01-2009

Cuenta: LJ 6 12 68 500

Nº Medidor/Fábrica: 1211175/11426347 **Tipo:** 1Ø

Marca: FAE

Personal Responsable: Paúl Quishpe, Danny Tapia, Milton Villavicencio.

IV.4.1.1.1.1 Materiales:

Material	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
Destornilladores	2	8,49	16,98
Playo	1	32,65	32,65
Cinta	2	0,65	1,30
Cortafríos	1	16,13	16,13
Casco	1	230,00	230,00
Guantes	1	29,00	29,00
			\$ 326,06

Cuadro IV.4.1.1.1.1 Costo de materiales
Fuente: EERSSA, costo de materiales, 2009

Medidores totales revisados = 828

Medidores cambios = 41

¹⁷ <http://www.fao.org/DOCREP/003/v8490s/v8490s06.htm#TopOfPage.Fao-03/2010>

$$\text{Costo de Material por medidor revisado} = \frac{\$326,06}{828,00}$$

$$\text{Costo de material por Medidor revisado} = \$0,39$$

$$\text{Costo de material por medidor revisado y cambiado} = \text{Costo de material por Medidor revisado} \times 2$$

$$\text{Costo de material por medidor revisado y cambiado} = \$0,39 \times 2$$

$$\text{Costo de material por medidor revisado y cambiado} = \$0,78$$

$$\text{Costo de material total por medidor} = \text{costo de Medidor} + \text{costo de materiales} + \text{costo de sellos}$$

$$\text{Costo de material total por medidor} = \$12,5 + \$0,78 + \$0,30$$

$$\text{Costo de material total por medidor} = \$13,58$$

IV.4.1.1.1.2 Mano de obra:

Sueldo mensual del trabajador: \$ 731,00

Días del mes: 31 días

Horas diarias laboradas: 8 horas

Duración de revisión del medidor: 15 minutos

Duración del cambio de medidor: 15 minutos

Duración entre revisión y cambio: 30 minutos

Mano de obra por revisión y cambio de medidor:

$$\text{Mano de obra diaria} = \frac{\$731,00}{31 \text{ días}} = 23,58 \frac{\$}{\text{dia}}$$

$$\text{Mano de obra por hora} = \frac{23,58}{8} = 2,95 \frac{\$}{\text{hora}}$$

$$\text{Mano de obra por minuto} = \frac{2,95}{60} = 0,05 \frac{\$}{\text{min}}$$

$$\text{Mano de obra por duración de la revision del medidor} = 0,05 \frac{\$}{\text{min}} \times 15 \text{min}$$

$$\text{Mano de obra por duración de la revision del medidor} = \$0,75$$

$$\text{Mano de obra por duración de la revision y cambio del medidor} = 0,05 \frac{\$}{\text{min}} \times 30 \text{min}$$

$$\text{Mano de obra por duración de la revision y cambio del medidor} = \$1,50$$

IV.4.1.1.1.3 Depreciación¹⁸.

El Reglamento de ley del régimen tributario ecuatoriano establece el siguiente cuadro de depreciación:

COSTOS O GASTOS DE DEPRECIACIÓN ANUAL DE ACTIVOS FIJOS

ACTIVOS FIJOS	% ANUAL
Inmuebles (excepto terrenos), naves, aeronaves, barcas y similares	5
Instalaciones, maquinarias, equipos y muebles	10
Vehículos, equipos de transporte y equipo caminero móvil.	20
Equipos de cómputo y software	33

Cuadro IV.4.1.1.1.3 Depreciación de activos fijos.

Fuente: Ley de Régimen Tributario Interno, formulario 102, 2010.

La depreciación diaria es la siguiente:

$$\text{Depreciación diaria} = \frac{\frac{\text{Costo}}{\text{años}}}{365 \text{ días del año}}$$

IV.4.1.1.1.3.1 Depreciación del vehículo:

El cuadro indica que cada año el vehículo se deprecia en un 20 % por lo tanto la depreciación total del vehículo se da en 5 años.

El vehículo que se usa tiene un valor de \$ 6800

$$\text{Depreciación diaria} = \frac{\frac{\$6800}{5 \text{ años}}}{365 \frac{\text{días}}{\text{año}}}$$

$$\text{Depreciación diaria} = 3,72 \frac{\$}{\text{día}}$$

El número de medidores monofásicos revisados y cambiados son 30, en 23 días es decir:

$$\text{Depreciación de cada medidor} = \frac{3,72 \frac{\$}{\text{día}} \times 23 \text{ días}}{30 \text{ medidores}}$$

$$\text{Depreciación de cada medidor} = \$2,85$$

¹⁸ <http://www.tributacionecuador.com/f102.html> .Tributacion-03/2010

IV.4.1.1.3.2 Depreciación de equipos:

El cuadro indica que cada año los equipos se deprecia en un 33 % por lo tanto la depreciación total de equipos se dan en 3 años.

EQUIPOS	Cantidad	Valor unitario	Valor Total
ZERA	1	12.880,00	12.880,00
Multímetro GENSEN 701/300	1	230,00	230,00
			\$ 13110,00

Cuadro IV.4.1.1.3.2 Valor de equipos
Fuente: EERSSA, Valor de equipos, 2008.

$$\text{Depreciación diaria} = \frac{\$13.100,00}{3 \text{ años} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}}}$$

$$\text{Depreciación diaria} = 11,96 \frac{\$}{\text{día}}$$

El número de medidores monofásicos revisados y cambiados son 30, en 23 días es decir:

$$\text{Depreciación de cada medidor} = \frac{11,96 \frac{\$}{\text{día}} \times 23 \text{ días}}{30 \text{ medidores}}$$

Depreciación equipos de cada medidor = \$9,17

IV.4.1.1.4 Movilización (Combustible)

El vehículo recorre 17,05 km por Galón

$$\text{Galones de combustible utilizados en 1 km} = \frac{1 \text{ km} \times \text{gal}}{17,05 \text{ km}}$$

$$\text{Galones de combustible utilizados en 1 km} = 0,06 \text{ gal}$$

El costo comercial de 1 galón de combustible (gasolina extra) es:

$$\text{Costo de combustible} = 1,48 \frac{\$}{\text{gal}}$$

$$\text{Gasto de combustible para 1 km} = 0,06 \text{ gal} \times 1.48 \frac{\$}{\text{gal}} = \$ 0,09$$

El vehículo recorre 3,2 Km

$$\begin{aligned} \text{Movilización} &= 0,09 \frac{\$}{\text{Km}} \times 3,2 \text{ Km} \\ &= \$ 0,29 \end{aligned}$$

IV.4.1.1.1.5 Costos de Administración:

Comprende todo lo relacionado con los materiales y mano de obra que se utiliza para el ingreso de datos al sistema.

Costo de administración = costo mano de obra + costo de papelería + costos útiles de oficina.

IV.4.1.1.1.5.1 Mano de obra.

Sueldo del trabajador: \$ 900

Días del mes: 30 días

Horas diarias laboradas: 8 horas

Duración de ingreso de datos al sistema: 5 minutos

Mano de obra por ingreso de datos al sistema:

$$\text{Mano de obra diaria} = \frac{\$900,00}{30 \text{ dias}} = 30 \frac{\$}{\text{dia}}$$

$$\text{Mano de obra por hora} = \frac{30 \frac{\$}{\text{dia}}}{8 \text{ dia}} = \$3,75$$

$$\text{Mano de obra por minuto} = \frac{3,75}{60} = 0,06 \frac{\$}{\text{min}}$$

$$\text{Mano de obra por duración} = 0,06 \frac{\$}{\text{min}} \times 5 \text{ min}$$

$$\text{Mano de obra} = \$0,30$$

IV.4.1.1.5.2 Papelería y útiles de oficina.

COSTOS POR	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO \$	COSTO TOTAL \$
Papelería	Informes de Inspección	1	0,02	0,02
	Partes	1	0,03	0,03

Cuadro IV.4.1.1.5.2.1 Costos de papelería
Fuente: EERSSA, Precio de materiales, 2009

Útiles de oficina	Esféros	2	0,25	0,50
	Correctores	1	1,00	1,00
	Folder con bincha	1	1,90	1,90
	Papel Carbón	2	0,14	0,28
TOTAL				\$ 3,68

Cuadro IV.4.1.1.5.2.2 Costos de útiles de oficina
Fuente: EERSSA, Precio de materiales, 2009

Costo para este medidor = costo de materiales + costo de mano de obra + depreciación de vehículo + depreciación de equipos + movilización + costos de administración.

Costo para este medidor = \$ 13,58 + \$ 1,50 + \$ 2,85 + \$9,17 + \$0,29 + \$((3,68/828) + 0,05 + 0,30)

Costo para este medidor = \$ 27,74

IV.4.1.1.2 Beneficios

Es la recuperación económica de la energía no facturada, para el cálculo del mismo se parte del análisis técnico.

IV.4.1.1.2.1 Cálculo que realiza la empresa eléctrica

El beneficio que se obtiene durante el tiempo de la contravención es el siguiente:

Meses	Cálculo después del cambio (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)	Beneficio (\$/kWh)
ene-09	195	77	118	9,73
feb-09	195	0	195	16,37
mar-09	195	96	99	8,12
		Total	412	34,22

Cuadro IV.4.1.1.2.1 Beneficio económico

Datos¹⁹:

Multa = \$ 9,00

Impuestos y tasas = \$ 21,21

Beneficio total = beneficio + multa + impuestos y tasas

Beneficio total = \$ 64,43

IV.4.1.1.2.2 Cálculo modificado que debería hacerse.

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)	Beneficio \$
ene-09	195	77	118	9,73
feb-09	176	0	176	14,71
mar-09	195	96	99	8,12
		Total:	393	32,56

Cuadro IV.4.1.1.2.2 Beneficio económico

Multa = \$ 97,68

Impuestos y tasas = \$ 21,21

Beneficio total = beneficio + multa + impuestos y tasas

Beneficio total = \$ 118,89

IV.4.1.1.2.3 Recuperación económica después del cambio de medidor.

Vida útil del medidor = 20 años = 240 meses = n.

Meses	Cálculo después del cambio (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)
ene-09	195	77	118
feb-09	195	0	195
mar-09	195	96	99
		Total	412

Cuadro IV.4.1.1.2.1 Perjuicio

¹⁹ EERSSA, Datos sistema EERSSA

Recuperación mensual de energía después del cambio = 195 kWh

Cálculo económico aplicando el pliego tarifario.

PLIEGO TARIFARIO	
Rango de	Energía
consumos	USD/kWh
0-50	0,081
51-100	0,083
101-150	0,085
151-200	0,087

Cuadro IV.4.1.1.2.2 Pliego tarifario

$$\begin{aligned}\text{Perjuicio económico mensual} &= (50 \times 0,081) + (50 \times 0,083) + (50 \times 0,085) + (45 \times 0,087) \\ &= \$ 13,72\end{aligned}$$

Cálculo del valor presente durante el tiempo de vida útil del medidor.

$$P = M \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}$$

Interés anual = 10%

Interés mensual = 10% dividido para los 12 meses del año

$$= \frac{10\%}{12}$$

$$= 0,833\%$$

$$= \frac{0,833\%}{100}$$

$$= 8,33 \times 10^{-3}$$

$$P = 13,72 \times \frac{(1 + 8,33 \times 10^{-3})^{240} - 1}{8,33 \times 10^{-3} \times (1 + 8,33 \times 10^{-3})^{240}}$$

$$P = 13,72 \times 103,65$$

$$P = \$1.422,08$$

Recuperación económica = Reliquidación + Recuperación después del cambio de medidor.

$$\text{Recuperación económica} = \$ 64,43 + \$ 1.422,08$$

$$= \$ 1.486,51$$

IV.4.1.1.3 Relación Beneficio Costo.

IV.4.1.1.3.1 Beneficio – Costo

Beneficio – Costo = Recuperación económica – Costo

Beneficio – Costo = \$ 1.486,51-\$27,74

Beneficio – Costo = \$1.458,77

IV.4.1.1.3.2 Beneficio/Costo

Beneficio/Costo = Recuperación económica/Costo

Beneficio/Costo = \$ 1.486,51/\$27,74

Beneficio/Costo = \$53,59

IV.4.1.2 Evaluación de efectos económicos para la Infracción 2

IV.4.1.2.1 Costos

DATOS GENERALES:

Fecha: 23-01-2009

Cuenta: LJ61201150

Nº Medidor/Fábrica: 202392 **Tipo:** 2Ø

Marca: FAE

Personal Responsable: Paúl Quishpe, Danny Tapia, Milton Villavicencio

IV.4.1.2.1.1 Materiales:

Medidor: \$ 100,00

2 Sellos: \$ 0,30

Materiales = \$0,78

Para este medidor el costo del medidor lo asume el cliente, debido a que el daño fue ocasionado por el mismo.

IV.4.1.2.1.2 Mano de obra:

Sueldo mensual del trabajador: \$ 731

Días del mes: 31 días

Horas diarias laboradas: 8 horas

Duración de revisión del medidor: 20 minutos

Duración del cambio de medidor: 20 minutos

Duración entre revisión y cambio: 40 minutos

Mano de obra por revisión y cambio de medidor:

$$\text{Mano de obra diaria} = \frac{731}{31} = 23,58$$

$$\text{Mano de obra por hora} = \frac{23,58}{8} = 2,95$$

$$\text{Mano de obra por minuto} = \frac{2,95}{60} = 0,049 \frac{\$}{\text{min}}$$

$$\text{Mano de obra} = 0,049 \frac{\$}{\text{min}} \times 40 \text{min}$$

$$\text{Mano de obra} = \$1,97$$

IV.4.1.2.1.3 Depreciación.

La depreciación diaria es la misma que se utiliza en el numeral IV.4.1.1.3 esto es:

IV.4.1.2.1.3.1 Depreciación de vehículo

$$\text{Depreciación diaria del vehículo} = 3,72 \frac{\$}{\text{día}}$$

El número de medidores bifásicos revisados y cambiados son 11.

$$\text{Depreciación de vehículo para cada medidor} = \frac{3,72 \frac{\$}{\text{día}} \times 7 \text{días}}{11 \text{medidores}}$$

$$\text{Depreciación de vehículo para cada medidor} = \$2,37$$

IV.4.1.2.1.3.2 Depreciación de equipos

$$\text{Depreciación diaria de equipos} = 11,96 \frac{\$}{\text{día}}$$

El número de medidores monofásicos revisados y cambiados son 11, en 7 días es decir:

$$\text{Depreciación de equipos para cada medidor} = \frac{11,96 \frac{\$}{\text{día}} \times 7 \text{días}}{11 \text{medidores}}$$

$$\text{Depreciación de equipos para cada medidor} = \$ 7,61$$

IV.4.1.2.1.4 Movilización (Combustible)

El recorrido durante el retiro y cambio del medidor es de 2,7 Km.

$$\text{Gasto de combustible} = 0,09 \frac{\$}{\text{Km}} \times 2,7 \text{ Km} = \$ 0,24$$

IV.4.1.2.1.5 Costos de Administración:

Mano de obra = \$ 0,30

Papelería = \$ 0,05

Útiles de oficina = \$ 0,004

Costo para este medidor = costo de materiales + costo de mano de obra + depreciación de vehículo + depreciación de equipos + movilización + costos de administración.

Costo para este medidor = \$ 1,08 + \$ 1,97 + \$ 2,37 + \$7,61 + \$0,24 + \$0,004 + 0,05 + 0,30)

Costo para este medidor = \$ 13,62

IV. 4.1.2.2 Beneficio

IV.4.1.2.2.1 Cálculo que realiza la empresa eléctrica

El beneficio que se obtiene durante el tiempo de la contravención es el siguiente:

Meses	Cálculo después del cambio (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Diferencia (kWh)	BENEFICIO \$
feb-08	509	295	214	18,05
mar-08	509	302	207	17,42
abr-08	509	319	190	15,93
may-08	509	301	208	17,51
jun-08	509	257	252	21,43
jul-08	509	268	241	20,45
ago-08	509	290	219	18,49
sep-08	509	326	183	15,32
oct-08	509	311	198	16,63
nov-08	509	302	207	17,42
dic-08	509	449	60	4,88
ene-09	509	204	305	26,27
		Total:	2484	209,8

Cuadro IV.4.1.2.2.1 Calculo de beneficio con el programa SISCOM

Multa = \$ 9

Impuestos y tasas = \$ 105,47

Beneficio total = beneficio + multa + impuestos y tasas

Beneficio total = \$ 324,27

IV.4.1.2.2.2 Cálculo modificado que debería hacerse.

Meses	Cálculo nuevo mensual (kWh)	Consumo antes del cambio (kWh)	Perjuicio (kWh)	Beneficio \$
feb-08	486	295	191	16,02
mar-08	520	302	218	18,40
abr-08	503	319	184	15,41
may-08	520	301	219	18,49
jun-08	503	257	246	20,89
jul-08	520	268	252	21,43
ago-08	520	290	230	19,47
sep-08	503	326	177	14,79
oct-08	520	311	209	17,60
nov-08	503	302	201	16,88
dic-08	520	449	71	5,79
ene-09	385	204	181	15,14
		Total:	2379	200,31

Cuadro IV.4.1.2.2.2 Calculo de beneficio

Multa = \$ 600,93

Impuestos y tasas = \$ 105,47

Beneficio total = beneficio + multa + impuestos y tasas

Beneficio total = \$ 906.71

IV.4.1.2.2.3 Recuperación económica después del cambio de medidor.

Vida útil del medidor = 10 años = 120 meses = n.

Valor de Reliquidación = 324,27²⁰

Recuperación mensual de energía después del cambio = 509 kWh.

²⁰ EERSSA, Datos sistema EERSSA

CARGO TARIFARIO	
Rango de	Energía
consumos	USD/kWh
0-50	0,081
51-100	0,083
101-150	0,085
151-200	0,087
201-250	0,089
251-300	0,091
301-350	0,093
351-400	0,095
Superior	0,095

Cuadro IV.4.1.2.2.2 Cargo tarifario

$$\begin{aligned}
 \text{Perjuicio económico mensual} &= (50 \times 0,081) + (50 \times 0,083) + (50 \times 0,085) + (50 \times 0,087) \\
 &\quad + (50 \times 0,089) + (50 \times 0,091) + (50 \times 0,093) + \\
 &\quad (50 \times 0,095) + (109 \times 0,095) \\
 &= \$ 45,56
 \end{aligned}$$

Cálculo del valor presente durante el tiempo de vida útil del medidor.

$$P = M \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}$$

Interés anual = 10%

Interés mensual = 10% dividido para los 12 meses del año

$$= \frac{10\%}{12}$$

$$= 0,833\%$$

$$= \frac{0,833\%}{100}$$

$$= 8,33 \times 10^{-3}$$

$$P = 45,56 \times \frac{(1 + 8,33 \times 10^{-3})^{120} - 1}{8,33 \times 10^{-3} \times (1 + 8,33 \times 10^{-3})^{120}}$$

$$P = 45,56 \times 75,68$$

$$P = \$ 3.447,98$$

Recuperación económica = Reliquidación + Recuperación después del cambio de medidor.

$$\begin{aligned}\text{Recuperación económica} &= \$ 324,27 + \$ 3.447,98 \\ &= \$ 3.772,25\end{aligned}$$

IV.4.1.2.3 Relación Beneficio Costo.

IV.4.1.2.3.1 Beneficio – Costo

$$\text{Beneficio – Costo} = \text{Recuperación económica} - \text{Costo}$$

$$\text{Beneficio – Costo} = \$ 3.772,25 - \$ 13,6$$

$$\text{Beneficio – Costo} = \$ 3.758,65$$

IV.4.1.2.3.2 Beneficio/Costo

$$\text{Beneficio/Costo} = \text{Recuperación económica/Costo}$$

$$\text{Beneficio/Costo} = \$ 3.772,25 / \$ 13,6$$

$$\text{Beneficio/Costo} = \$ 277,37$$

IV.5 Evaluación de otros efectos

Dentro de otros efectos se encuentran la reincidencia de una infracción.

La primera reincidencia de una infracción le faculta al Distribuidor o Empresa Eléctrica a sancionar al Consumidor con el doble de la multa aplicada en la primera infracción, y en las reincidencias siguientes dar por terminado el contrato y ejercer las acciones legales correspondientes, de conformidad con la normativa vigente en el sector Eléctrico.

“La distribuidora se reserva el derecho a terminar y liquidar el contrato, cuando el consumidor adeude dos o más facturas y/o cuando impida reiteradamente el ingreso al personal autorizado de la Distribuidora para la realización de inspecciones técnica, labores de control, toma de lecturas y suspensión del servicio por falta de pago.”²¹

²¹ <http://www.conelec.gov.ec/regulacionn°.conelec-011/08>

CAPITULO V: IDENTIFICACIÓN DE LAS FORMAS DE CONTRARRESTAR LAS INFRACCIONES MÁS COMUNES

Una vez identificadas las formas más comunes de contravenciones en medidores de la empresa eléctrica, es necesario describir las formas de contrarrestar las infracciones.

V.1 Análisis técnico para cada tipo de infracción

El análisis técnico consiste en realizar descripciones técnicas para evitar infracciones en medidores de energía eléctrica por parte de los usuarios.

V.1.1 Análisis técnico para la infracción 1

Conexión directa desde la acometida hacia la carga con conductor #12 sólido. Para contrarrestar este tipo de infracciones se aplican las soluciones técnicas las cuales eviten futuras conexiones del mismo tipo.

V.1.1.1 Cambio de cable de acometida.

Cambiar el cable de la acometida, por cable de acometida con neutro concéntrico de malla helicoidal

Por ejemplo instalar el cable tipo:

SEU, USE-1 y USE-2.



Fuente: Electrocables, seminario_antifraude_2,2004.

Gráfico V.1.1.1 Cable de acometida.

Conductor de fase (de Cobre o Aluminio grado AA-8000:

Conducción de energía eléctrica en las fases (pueden ser uno o dos conductores dispuestos en paralelo).

Aislamiento Polietileno reticulado XLPE: material aislante que soporta una temperatura de trabajo de 90° C lo cual le permite al conductor una mayor portada de corriente (más amperios en las fases). Es además un material más duro que el PE, por tanto dificulta el acceso al conductor de fase a quien intente hurtar energía.

Relleno de PVC: cumple con la función de mantener juntos los conductores de fase y al ser una capa adicional se convierte también en una barrera adicional para quien intente acceder a ellos (este componente no es una exigencia de la norma UL-854, pero tampoco la contraviene).

Conductor neutro de malla helicoidal: adicional a su labor de conductor de tierra o neutro, cumple con la función de ser la barrera mas importante para el hurto de la energía. Este debe ser del mismo metal que el conductor de fase aislado, del mismo calibre que este o de un calibre inferior en dos tamaños AWG al mismo.

Cinta Glas Back Tape: Material no higroscópico que impide la penetración del PVC de la chaqueta entre los alambres que conforman la malla, facilitando de esta forma el corte, pelado y preparación de la malla para la instalación. Además por su carga de fibra de vidrio impide la deformación del cable en caso de un cortocircuito.

Chaqueta de PVC con protección UV: Cumple con la función de proteger externamente al conductor de la acción de los agentes atmosféricos a los que está expuesto.²²

Por el diseño del cable se evita las conexiones clandestinas, es decir conexiones no autorizadas y además por ser neutro concéntrico se evade la posibilidad de introducir algún material conductor hacia la fase o de pelar el cable.

²² http://www.electrocable.com/.../seminario/SEMINARIO_ANTIFRAUDE_2.ppt

V.1.1.2 Ubicación de la acometida.

Que el personal que instale el medidor, se asegure de que la acometida llegue directamente al medidor y no se lo lleve por espacios que sean de poca visibilidad, como por ejemplo no llevarlo por el tumbado o ingresarlo por ductos internos de la vivienda.



Foto V.1.1.2.1 Acometida por terraza.



V.1.1.2.2 Acometida por tumbado.

V.1.1.3 Ubicación del medidor.

Reubicar los medidores que se encuentren dentro de las viviendas, para de esta manera visualizar la acometida desde la parte externa de la vivienda, en vista de que en ciertos sitios los usuarios no permiten el ingreso del personal técnico para realizar la revisión del medidor.

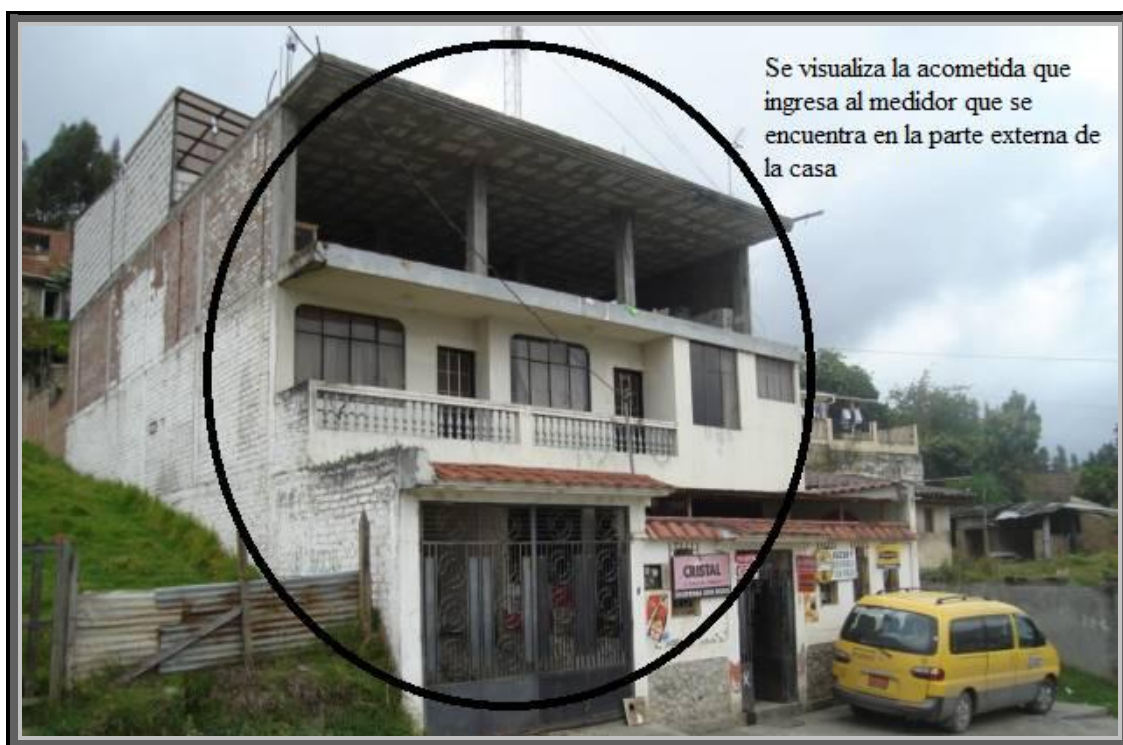


Foto V.1.1.3 Ubicación del medidor.

V.1.1.4 Concientizar a las personas.

Realizar campañas de concientización, mediante visitas puerta a puerta y en establecimientos educativos, dando a conocer en qué perjudica el robo de energía eléctrica, y el peligro que conlleva robar energía.

¿Por qué es peligroso el ROBO de energía?

- Sobrecarga las redes de distribución, que podría dañar los aparatos eléctricos y hasta provocar incendios.
- Porque las redes y medidores eléctricos que han sido manipulados en forma clandestina, ante cualquier fenómeno climático como lluvias e inundaciones se convierte en una trampa que puede ser mortal.

- Porque el que roba está poniendo en riesgo su vida, la de sus familiares, vecinos y amigos.
- Porque las redes eléctricas se dañan y pueden causar apagones, pues cada una está diseñada para una determinada capacidad.
- Porque es injusto, ya que existe mucha gente que se esfuerza por pagar su factura y otros abusan del servicio y dañan las redes en forma clandestina y sin pagar.
- Impide distribuir electricidad a más usuarios, perjudicando el desarrollo de la comunidad.²³

V.1.2 Análisis técnico para la infracción 2

Puente en la bornera del medidor mediante cable sólido. Para contrarrestar este tipo de infracciones se aplican soluciones técnicas las cuales eviten futuras conexiones del mismo tipo.

V.1.2.1 Ubicación del medidor.

Colocar el medidor en la parte externa de la vivienda (en el cerramiento), ubicada en una caja exclusivamente para el medidor al cual tenga acceso solo el personal de la empresa eléctrica. Es decir que la caja se encuentre sellada.



Foto V.1.2.1 Ubicación del medidor

²³ <http://www.eerssa.com/clientes/consejos-practicos.html>

V.1.2.2 Ubicación y sellado de cubrebornera.

La bornera del medidor se encuentre con su respectiva cubre bornera y debidamente sellada con un sello de seguridad colocado por el personal técnico de la empresa eléctrica, al igual que el cable de alimentación al medidor se encuentre visible para el personal de la empresa eléctrica.

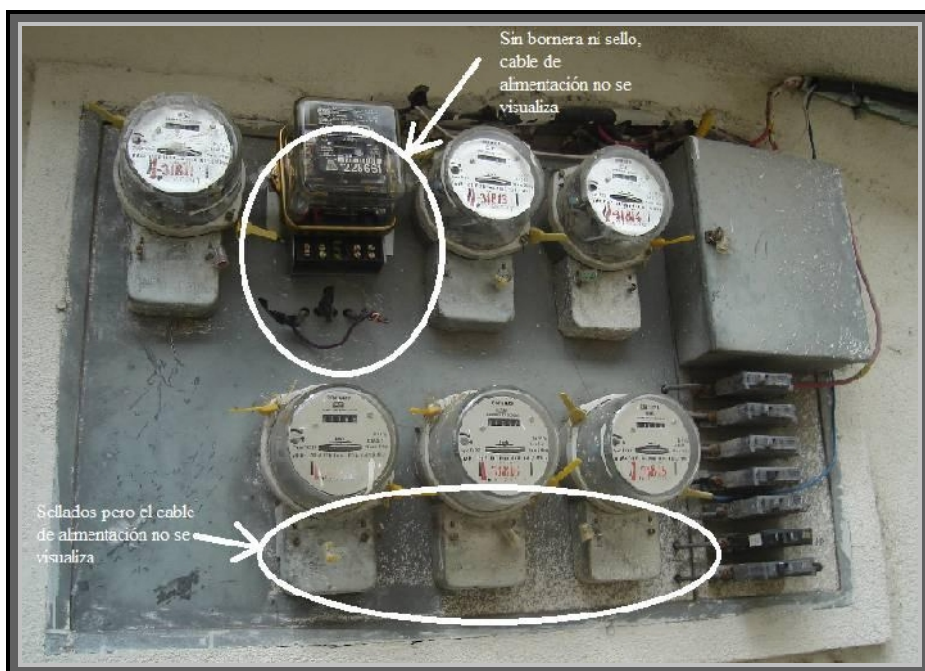


Foto V.1.2.2.1 Ubicación y sellado de cubrebornera.



Foto V.1.2.2.2 Ubicación y sellado de cubrebornera.

V.1.2.3 Colocar sello adhesivo de seguridad.

Colocar sobre la cubre bornera, un sello adhesivo de seguridad, donde se indique las sanciones que implicarían en romper el sello y realizar puentes en el medidor con motivo del hurtar la energía eléctrica.



Foto V.1.2.3 Sellado del medidor

V.1.2.4 Concientizar a las personas.

Realizar campañas de concientización, mediante visitas puerta a puerta y en establecimientos educativos, dando a conocer en que perjudica el robo de energía eléctrica.

V.2 Acciones que deben ejecutarse

Se detalla las diferentes acciones que se ejecutaron para las infracciones que se encontraron:

V.2.1 Acciones a ejecutarse para la Infracción 1.

Razón: Conexión directa desde la acometida hacia la carga con conductor #12 sólido.

DATOS GENERALES:

Cuenta: LJ 6 12 68 500

Nº Medidor/Fábrica: 1211175 / 11426347 **Tipo:** 1Ø

Acciones ejecutadas:

1. Recepción de documentos con los datos necesarios para la inspección de las zonas.
2. Información del proceso de contrastación de medidores.
3. Recepción de sellos de seguridad y equipos de medición.

4. Traslado hacia el sitio de inspección.
5. Revisión de la instalación al medidor.
6. Retiro del medidor e instalación del nuevo medidor.
7. Traslado del medidor al laboratorio.
8. Mediciones de seguimiento.

V.2.2 Acciones a ejecutarse para la Infracción 2:

Razón: Puente en la bornera del medidor con puente mediante un cable sólido

Datos generales:

Cuenta: LJ61201150

Nº Medidor/Fábrica: 202392 **Tipo:** 2Ø

Acciones ejecutadas:

1. Recepción de documentos con los datos necesarios para la inspección de las zonas.
2. Información del proceso de contrastación de medidores.
3. Recepción de sellos de seguridad y equipos de medición.
4. Traslado hacia el sitio de inspección.
5. Revisión de la instalación al medidor.
6. Retiro del medidor dejando con servicio ocasional.
7. Traslado del medidor retirado al laboratorio.
8. Instalación del nuevo medidor.
9. Mediciones de seguimiento.

V.3 Programación de las acciones

Se detalla el cronograma que se realizó durante el proceso de identificación de la contravención y cambio del medidor.

V.3.1 Acciones para la Infracción 1.

Razón: Conexión directa desde la acometida hacia la carga con conductor #12 solido.

Nº Medidor/Fábrica: 1211175 / 11426347

Cuenta: LJ 6 12 68 500

ACTIVIDAD	FECHA DE INICIO	FECHA FINAL	RESPONSABLES
1. Recepción de documentos con los datos necesarios para la inspección de las zonas.	05-01-2009	05-01-2009	Milton Villavicencio, Danny Tapia y Paul Quishpe.
2. Información del proceso de contrastación de medidores.	05-01-2009	05-01-2009	
3. Recepción de sellos de seguridad y equipos de medición.	05-01-2009	05-01-2009	
4. Traslado hacia el sitio de inspección.	09-01-2009	09-01-2009	
5. Revisión del medidor.	09-01-2009	09-01-2009	
6. Retiro del medidor.	17-03-2009	17-03-2009	
7. Traslado del medidor al laboratorio.	17-03-2009	17-03-2009	
8. Instalación de un nuevo medidor, en lugar del medidor anterior.	17-03-2009	17-03-2009	
9. Mediciones de seguimiento.	Abril-09 Mayo-09	Abril-09 Mayo-09	

Fuente: Los autores.

V.3.2 Acciones para la infracción 2.

Razón: Puente en la bornera del medidor con puente mediante un cable sólido.

N° Medidor/Fábrica: 202392

Cuenta: LJ61201150

ACTIVIDAD	FECHA DE INICIO	FECHA FINAL	RESPONSABLES
1. Recepción de documentos con los datos necesarios para la inspección de las zonas.	05-01-2009	05-01-2009	Milton Villavicencio , Danny Tapia y Paul Quishpe.
2. Información del proceso de contrastación de medidores.	05-01-2009	05-01-2009	
3. Recepción de sellos de seguridad y equipos de medición.	05-01-2009	05-01-2009	
4. Traslado hacia el sitio de inspección.	08-01-2009	08-01-2009	
5. Revisión del medidor.	08-01-2009	08-01-2009	
6. Retiro del medidor dejando con servicio ocasional.	23-01-2009	08-01-2009	
7. Traslado del medidor al laboratorio.	23-01-2009	23-01-2009	
8. Instalación de un nuevo medidor, en lugar del medidor anterior.	23-01-2009	23-01-2009	
9. Medición de seguimiento.	30-03-2009	30-03-2009	

Fuente: Los autores.

V.4 Cuantificación de los Costos y de los Beneficios

Para la determinación de los beneficios se ha tomado en cuenta la refacturación, re liquidación, multas de las muestras seleccionadas y para la determinación de los costos los materiales, transporte, personal y otros, que son a costo de la Empresa.

A continuación en el cuadro V.4.1 se detallan los costos y beneficios de los medidores monofásicos revisados y cambiados, en el cuadro V.4.2 el de los bifásicos revisados y cambiados según el caso, debido a que la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., no cuenta con suficientes medidores en laboratorio por lo tanto no se puede realizar el cambio de todos los medidores que se ha indicado en los informes respectivos para cambios por diferentes motivos.

Nº	Medidor	Beneficio antes del cambio (\$)	Beneficio Presente después del cambio (\$)	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)
1	1211175	64,43	1.422,08	1.486,51	27,74
2	149728	46,72	1.317,43	1.364,15	27,45
3	1253802	14,01	1.452,18	1.466,19	27,66
4	1253798	12,51	1.296,70	1.309,21	27,66
5	155580	12,83	1.329,87	1.342,70	27,77
6	1256093	0	0	0	27,45
7	1256114	11,66	1.208,59	1.220,25	27,45
8	1256539	0	0	0	27,73
9	1256533	0	0	0	27,46
10	1254354	3,79	392,85	396,64	27,73
11	1254249	0	0	0	27,74
12	1261114	0	0	0	27,74
13	1261109	9,33	967,08	976,41	27,74
14	1259477	0	0	0	27,74
15	1261112	0	0	0	27,45
16	1256621	0	0	0	27,46
17	1254247	0	0	0	27,46
18	1256628	0	0	0	27,46
19	143151	12,17	1.261,46	1.273,63	27,73
20	102397	0	0	0	27,45
21	1258297	19,04	1.973,55	1.992,59	27,73
22	1223916	0	0	0	27,46
23	1200540	0	0	0	27,46
24	189095	25,25	2.617,24	2.642,49	27,45
25	171790	0	0	0	27,78
26	1324314	50,67	1.317,43	1.368,1	27,54
27	1260643	17,59	1.823,26	1.840,85	27,55
28	1261214	41,15	2.133,18	2.174,33	27,58
29	1259050	12,02	207,31	219,33	27,46
30	1256092	451,3	4.251,85	4.703,15	27,73
Total (\$)		740,04	23.549,98	24.290,02	827,81

Cuadro V.4.1 Costos y Beneficios de medidores monofásicos revisados y cambiados

Donde:

Beneficio antes del cambio: es la recuperación económica durante el tiempo en que el medidor no se encuentra funcionando correctamente, o que los consumos se encuentran bajos con respecto a los consumos después de cambiar el medidor.

Beneficio Presente después del cambio: es la recuperación económica después de haber cambiado el medidor, durante el tiempo de vida útil del medidor.

Beneficio Total: es la suma del beneficio antes del cambio y del beneficio después del cambio.

Costo: es la suma de los costos generados por el cambio de medidor.

N°	Medidor N°	Beneficio antes del cambio (\$)	Beneficio Presente después del cambio (\$)	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)
1	202392	324,27	3.447,98	3.772,25	13,6
2	202481	77,82	2.944,86	3.022,68	113,56
3	25229	0		0	113,35
4	20218	0		0	113,56
5	202319	8,67	656,18	664,85	113,55
6	202448	0		0	113,64
7	202494	0		0	113,65
8	202490	12,7	480,59	493,29	113,45
9	202397	68,27	2.583,85	2.652,12	113,36
10	202396	30,38	1.149,64	1.180,02	113,37
11	202318	17,64	1.335,06	1.352,7	113,55
	Total	539,75	12.598,16	13.137,91	1.148,64

Cuadro V.4.2 Costos y Beneficios de medidores bifásicos revisados y cambiados

V.4.1 Cuadro resumen de medidores revisados:

Existen 828 medidores revisados en su totalidad, de los cuales 30 son monofásicos revisados y cambiados, 11 son bifásicos revisados y cambiados y 787 son medidores solamente revisados.

Para los 787 medidores revisados se considerará la siguiente depreciación de equipos, los otros costos son los utilizados en los cálculos del capítulo IV.

V.4.1.1 Depreciación de equipos

$$\text{Depreciación diaria de equipos} = 11,96 \frac{\$}{\text{día}}$$

El número de medidores entre monofásicos y bifásicos revisados son 787, en 61 días es decir:

$$\text{Depreciación de equipos para cada medidor} = \frac{11,96 \frac{\$}{\text{día}} \times 61 \text{ días}}{787 \text{ medidores}}$$

$$\text{Depreciación de equipos para cada medidor} = \$ 0,93$$

Cantidad	Descripción		Costo Unitario \$	Costo total \$
787	Materiales		0,69	543,03
	Mano de Obra		0,75	590,25
	Depreciación de equipos		0,93	731,91
	Costos de Administración	Mano de obra	0,30	236,10
		Papelería	0,02	15,74
		Útiles de oficina	0,004	3,15
			TOTAL	\$ 2.120,18

Cuadro IV.4.1.2.2.1 Resumen de cálculo costos totales
Fuente: Los autores.

V.4.2 Cuadro resumen de beneficio y costo total:

Descripción	Cantidad	Beneficio Total (\$)	Costo Total (\$)
Medidores monofásicos revisados y cambiados	30	25.776,53	827,81
Medidores bifásico revisados y cambiados	11	13.137,91	1.148,64
Medidores revisados	787	0	2.120,18
TOTAL	828	\$38.914,44	\$4.906,63

Fuente: Los autores.

V.5 Determinación de la relación beneficio costo

V.5.1 Relación Beneficio – Costo

El costo unitario utilizado para cada medidor de los 787 medidores monofásicos y bifásicos que solo fueron revisados es el mismo por eso se realiza un cuadro resumen de los medidores solo revisados.

TIPO	N°	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio-Costo (\$)	Novedad
MONOFÁSICOS	1	1211175	1.486,51	27,74	1.458,77	Cambiado-Directo
	2	149728	1.364,15	27,45	1.336,7	Cambiado
	3	1253802	1.466,19	27,66	1.438,53	Cambiado
	4	1253798	1.309,21	27,66	1.281,55	Cambiado
	5	155580	1.342,7	27,77	1.314,93	Cambiado
	6	1256093	0	27,45	-27,45	Cambiado
	7	1256114	1.220,25	27,45	1.192,8	Cambiado
	8	1256539	0	27,73	-27,73	Cambiado

Cuadro V.5.1-1 Relación beneficio - costo

TIPO	N°	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio-Costo (\$)	Novedad
MONOFÁSICOS	9	1256533	0	27,46	-27,46	Cambiado
	10	1254354	396,64	27,73	368,91	Cambiado
	11	1254249	0	27,74	-27,74	Cambiado
	12	1261114	0	27,74	-27,74	Cambiado
	13	1261109	976,41	27,74	948,67	Cambiado
	14	1259477	0	27,74	-27,74	Cambiado
	15	1261112	0	27,45	-27,45	Cambiado
	16	1256621	0	27,46	-27,46	Cambiado
	17	1254247	0	27,46	-27,46	Cambiado
	18	1256628	0	27,46	-27,46	Cambiado
	19	143151	1.273,63	27,73	1.245,9	Cambiado
	20	102397	0	27,45	-27,45	Cambiado
	21	1258297	1.992,59	27,73	1964,86	Cambiado
	22	1223916	0	27,46	-27,46	Cambiado

Cuadro V.5.1-2 Relación beneficio – costo

TIPO	Nº	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio-Costo (\$)	Novedad
MONOFÁSICOS	23	1200540	0	27,46	-27,46	Cambiado
	24	189095	2.642,49	27,45	2.615,04	Cambiado
	25	171790	0	27,78	-27,78	Cambiado
	26	1324314	1.368,10	27,54	1.340,56	Cambiado
	27	1260643	1.840,85	27,55	1.813,3	Cambiado
	28	1261214	2.174,33	27,58	2.146,75	Cambiado
	29	1259050	219,33	27,46	191,87	Cambiado
	30	1256092	4.703,15	27,73	4.675,42	Cambiado - Puentes
BIFÁSICOS	31	202392	3.772,25	13,6	3.758,65	Cambiado - Puentes
	32	202481	3.022,68	113,56	2.909,12	Cambiado
	33	25229	0	113,35	-113,35	Cambiado
	34	20218	0	113,56	-113,56	Cambiado
	35	202319	664,85	113,55	551,3	Cambiado

Cuadro V.5.1-3 Relación beneficio – costo

TIPO	N°	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio-Costo (\$)	Novedad
BIFÁSICOS						
	36	202448	0	113,64	-113,64	Cambiado
	37	202494	0	113,65	-113,65	Cambiado
	38	202490	493,29	113,45	379,84	Cambiado
	39	202397	2.652,12	113,36	2.538,76	Cambiado
	40	202396	1.180,02	113,37	1.066,65	Cambiado
	41	202318	1.352,7	113,55	1.239,15	Cambiado
		787 medidores	0	2.120,18	-2,120,18	Revisados
TOTAL	828	-	38.914,44	4.906,63	34.817,81	-

Cuadro V.5.1-4 Relación beneficio – costo

V.5.2 Relación Beneficio/Costo

TIPO	Nº	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio/Costo (\$)	Novedad
MONOFÁSICOS	1	1211175	1.486,51	27,74	53,59	Cambiado-Directo
	2	149728	1.364,15	27,45	49,7	Cambiado
	3	1253802	1.466,19	27,66	53,01	Cambiado
	4	1253798	1.309,21	27,66	47,33	Cambiado
	5	155580	1.342,7	27,77	48,35	Cambiado
	6	1256093	0	27,45	0	Cambiado
	7	1256114	1.220,25	27,45	44,45	Cambiado
	8	1256539	0	27,73	0	Cambiado
	9	1256533	0	27,46	0	Cambiado
	10	1254354	396,64	27,73	14,3	Cambiado
	11	1254249	0	27,74	0	Cambiado
	12	1261114	0	27,74	0	Cambiado

Cuadro V.5.2-1 Relación beneficio / costo

TIPO	Nº	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio/Costo (\$)	Novedad
MONOFÁSICOS	13	1261109	976,41	27,74	35,2	Cambiado
	14	1259477	0	27,74	0	Cambiado
	15	1261112	0	27,45	0	Cambiado
	16	1256621	0	27,46	0	Cambiado
	17	1254247	0	27,46	0	Cambiado
	18	1256628	0	27,46	0	Cambiado
	19	143151	1.273,63	27,73	45,93	Cambiado
	20	102397	0	27,45	0	Cambiado
	21	1258297	1.992,59	27,73	71,86	Cambiado
	22	1223916	0	27,46	0	Cambiado
	23	1200540	0	27,46	0	Cambiado
	24	189095	2.642,49	27,45	96,27	Cambiado
	25	171790	0	27,78	0	Cambiado
	26	1324314	1.368,10	27,54	49,68	Cambiado
	27	1260643	1.840,85	27,55	66,82	Cambiado
	28	1261214	2.174,33	27,58	78,84	Cambiado
	29	1259050	219,33	27,46	7,99	Cambiado
	30	1256092	4.703,15	27,73	169,61	Cambiado - Puentes

Cuadro V.5.2-2 Relación beneficio / costo

TIPO	Nº	Medidor	Beneficio Total (\$)	Costo (\$)	Beneficio/Costo (\$)	Novedad
BIFÁSICOS	31	202392	3.772,25	13,6	277,37	Cambiado - Puentes
	32	202481	3.022,68	113,56	26,62	Cambiado
	33	25229	0	113,35	0	Cambiado
	34	20218	0	113,56	0	Cambiado
	35	202319	664,85	113,55	5,86	Cambiado
	36	202448	0	113,64	0	Cambiado
	37	202494	0	113,65	0	Cambiado
	38	202490	493,29	113,45	4,35	Cambiado
	39	202397	2.652,12	113,36	23,4	Cambiado
	40	202396	1.180,02	113,37	10,41	Cambiado
	41	202318	1.352,7	113,55	11,91	Cambiado
		787 medidores	0	2.120,18	0	Revisados
TOTAL	828	-	38.914,44	4.906,63	9,50	-

Cuadro V.5.2-3 Relación beneficio /costo

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES GENERALES

- Con la revisión de medidores de energía eléctrica la EERSSA, determina el funcionamiento de medidores instalados en el área de cobertura, al igual se verifica el estado de las instalaciones, para luego realizar los respectivos correctivos cuando el caso lo amerite.
- Del análisis realizado, se concluye que debido a que la EERSSA no posee un plan programado de contrastaciones de medidores de energía, no se pudo realizar un muestreo estadístico para el levantamiento de datos de los medidores, es decir se tuvo que adecuarse a la forma de revisión de la EERSSA.
- El análisis técnico constituye un proceso de cálculo de la energía no facturada durante el tiempo en que se estuvo cometiendo una infracción en el medidor de energía y vida útil del mismo, y el análisis económico constituye el cálculo de la recuperación económica del medidor y el costo que genera el cambio del medidor.

CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- El registro fotográfico de las infracciones más comunes de medidores revisados, permite a la EERSSA mantener un archivo fotográfico de la infracción de los usuarios, ya que en algún momento el usuario quiera negar que ha estado cometiendo la infracción.

- De la toma de muestras de medidores, se obtuvo que de los 828 medidores revisados, 666 medidores correspondientes al 80,43% son medidores en buen estado, mientras que 162 medidores correspondientes al 19,57% son medidores con alguna novedad, concluyendo que la EERSSA posee un porcentaje considerable de medidores que deberían ser cambiados, para de esta manera obtener un mejor beneficio económico. Esto se observa en el grafico 1.

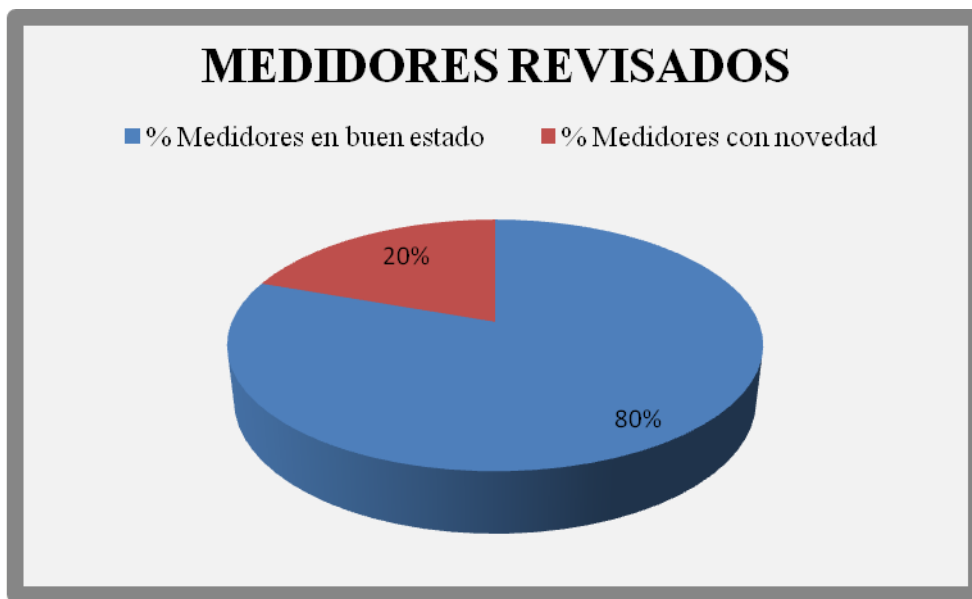


Grafico 1. Porcentajes de medidores revisados

- La forma de contrastación de los medidores de energía eléctrica por parte del personal de la EERSSA, se realiza mediante utilización de contrastadores portátiles, lo cual ayuda a mejorar la precisión al momento de la toma de valores de parámetros y simplificar de esta manera el calculo manual que se hacia anteriormente. De esta manera el porcentaje de error de medición se lo obtienen de manera directa con el equipo.
- De la muestra seleccionada de medidores, se encontró 162 con novedad, los cuales no fueron totalmente cambiados, debido a que la EERSSA no contaba con suficientes medidores en bodega. Provocando que no puede recuperar completamente lo que se refiere a beneficios económicos.

- Del análisis económico, se concluye que la relación beneficio costo que genera la revisión de un medidor encontrado con una infracción en comparación con uno que solo se revisa y se lo encuentra en perfecto estado, es mejor ya que el medidor que solo se lo revisa no genera ningún beneficio económico sino solo un costo.
- El beneficio económico total para los 828 medidores analizados es de \$38.914,44 y los costos totales \$4.906,63, concluyendo que el realizar una revisión a los medidores que se encontraban con novedad y posteriormente cambiarlos, se obtuvo un beneficio alto en relación al costo que genero el cambio del medidor. La relación beneficio costo que se genera por la revisión de medidores es alto, por lo tanto el proyecto es viable para la empresa.
- La empresa eléctrica, en su plan de control y reducción de pérdidas de energía no ha tomando en cuenta a: los medidores con novedades, zonas aún no revisadas y abastecimiento de medidores entre los más importantes.
- Los trabajadores de la superintendencia de control de energía de la EERSSA, son un personal que cuenta con los suficientes conocimientos para revisión e instalación de medidores, ya que continuamente son capacitados por parte de la empresa. Además cuentan con las herramientas y equipos necesarios para realizar su trabajo.
- La mayoría de usuarios de la EERSSA, apoyan el trabajo que realiza la empresa en cuanto a revisión de medidores, ya que son conscientes de que esto no solo beneficia a la empresa sino al usuario por la seguridad de que los equipos se encuentren correctamente instalados y en buen estado.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la EERSSA, mantener un archivo con registros fotográficos de las contravenciones que se realizan en los medidores de energía eléctrica, para respaldar las acciones de cobro y refacturación que debe realizar la empresa. Y en el futuro enfrentar apropiadamente eventuales reclamos.
- Se recomienda a la EERSSA, que junto al archivo fotográfico de las infracciones en medidores de energía, se añada un historial de las contravenciones de cada usuario en el caso que exista, permitiendo conocer los usuarios reincidentes en infracciones para tomar los correctivos necesarios.
- Se recomienda a la EERSSA, mejorar el plan de cambio de medidores, cuando se encuentre alguna novedad, para disminuir el porcentaje de medidores en malas condiciones instalados los mismos que causan pérdidas económicas a la empresa.
- Se recomienda a la EERSSA realice un muestreo estadístico de los medidores, es decir realice un levantamiento de datos, donde se registre los medidores bajo diferentes categorías que permitan el establecimiento de acciones directas de intervención, por ejemplo: bajo consumo, consumo elevado, consumo cero y medidores no revisados.
- Se recomienda al personal del departamento de pérdidas comerciales de la EERSSA, seguir con la utilización del equipo de contrastación ZERA, que con el mismo se obtienen datos exactos y además se disminuye el porcentaje de error al momento de realizar el cálculo manual.

- Se recomienda a la EERSSA, planificar de mejor manera el programa de cambio de medidores, ya que en algunos casos los informes donde indican que se debe cambiar el medidor quedan archivados, es decir no se realiza el cambio de medidor. Una solución que se plantea es mantener en stock medidores para que en el momento en que se revisa y se encuentre con alguna novedad, se realice el cambio inmediato.
- Se recomienda a la EERSSA, pedir informes mensuales en lo posible sobre medidores en mal estado que necesitan ser cambiados y no se lo ha hecho. Esto ingresarlo en una base de datos para que en la próxima programación de revisión y cambio de medidores, sean los primeros trabajos que se haga.
- Se recomienda a la EERSSA, realizar una base de datos específica, donde se detalle los medidores que no han sido revisados durante un tiempo, o que el consumo de los medidores a variado, ya que algunas veces un medidor de determinada zona es revisado más de una vez en un periodo corto o se ha revisado un medidor recién instalado, de esta manera se reducen los costos por revisión de medidor.
- Se recomienda al personal de la EERSSA que esta encargado de la revisión y cambio de medidores, notifiquen a sus superiores si en la zona donde van a realizar el trabajo ya lo han hecho con anterioridad y priorizar los sitios donde aun no se lo ha hecho, para de esta manera reducir los costos por transporte, mano de obra y de materiales de oficina.
- Se recomienda a la EERSSA realizar una programación y revisión sistemática en cuanto a consumos de los medidores, ya que esto permitirá que los beneficios que tuviera la EERSSA fueran superiores a los encontrados.

- Se recomienda a la EERSSA, masificar una campaña y plan de cambio de medidores encontrados con novedades, para que sean cambiados de manera inmediata, ya que el beneficio que se obtendría sería superior al costo que genere.
- Se recomienda a los trabajadores de la superintendencia de control de energía de la EERSSA, seguir capacitándose en la utilización de herramientas y equipos para realizar la revisión e instalación de medidores.
- Se recomienda a la EERSSA, reforzar las campañas de concientización a los usuarios. Uno de los procedimientos sería el trabajar con encuestas, las cuales pueden ser realizadas con los trabajadores que realizan la revisión y cambio de medidores, al momento de realizar su trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- <http://www.eerssa.com>
- http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf, pagina 16,17,18.
- http://www.conelec.gov.ec/normativa_detalle.php?cod=21&idiom=1